



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

Trabajo Fin de Máster
CURSO 2018/19

*ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN DE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE UN HOTEL*

Máster en Ingeniería Industrial

ALUMNO

Ruben Ferradás Castelo

TUTOR

Gerardo González Filgueira

FECHA

SEPTIEMBRE 2019

ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE UN HOTEL

El presente trabajo cuenta con el estudio y planificación para la implantación de una instalación fotovoltaica en la cubierta de un hotel en Narón, A Coruña.

La finalidad de esta instalación es reducir al máximo la cantidad de energía demandada de la red eléctrica, consiguiendo así un ahorro económico significativo, a la vez de contribuir al uso de energías limpias libres de emisiones contaminantes.

Esta instalación se hace al amparo de la nueva legislación vigente en materia de autoconsumo de energía eléctrica, impulsadas con el objetivo de favorecer la transición energética y proteger al consumidor.

Se estudia la instalación utilizando cuatro tipos de módulos fotovoltaicos de diferentes características, con el propósito de seleccionar el más idóneo.

Es objeto de este trabajo el completo dimensionamiento de la instalación, así como la elección de sus componentes, con el fin de determinar la inversión inicial necesaria y el ahorro futuro que proveería la instalación. Con estos datos se calcula la rentabilidad de cada instalación, teniendo en cuenta tanto una posible financiación bancaria, como posibles ayudas o subvenciones estatales.

Finalmente, se comparan los resultados obtenidos sacando una serie de conclusiones al respecto y seleccionando la instalación que más se adecúa a este proyecto.

ESTUDO E PLANIFICACIÓN DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DUN HOTEL

O presente traballo conta co estudo e planificación para a implantación dunha instalación fotovoltaica na cuberta dun hotel en Narón, A Coruña.

A finalidade desta instalación é reducir ao máximo a cantidade de enerxía demandada da rede eléctrica, conseguindo así un aforro económico significativo, ao tempo que se contribúe ao uso de enerxía limpas libres de emisións contaminantes.

Esta instalación faise ao amparo da nova lexislación vixente en materia de autoconsumo de enerxía eléctrica, impulsadas co obxectivo de favorecer a transición enerxética e protexer ao consumidor.

Estúdase a instalación empregando catro tipos de módulos fotovoltaicos de diferentes características, co propósito de seleccionar o máis axeitado.

É parte de este traballo o completo dimensionamento da instalación, así como a escolla dos seus compoñentes, co fin de determinar a inversión inicial necesaria e o aforro futuro que se obtería da instalación. Con estes datos calcúlase a rentabilidade de cada instalación, tendo en conta tanto unha posible financiación bancaria, como posibles axudas o subvención estatais.

Para rematar, compáranse os resultados obtidos sacando unha serie de conclusións o respecto e escollendo a instalación que máis se axeita a este proxecto.

STUDY AND PLANNING OF PHOTOVOLTAIC INSTALLATION OF A HOTEL

A study and planning for the implementation of a photovoltaic installation on the roof of a hotel located in Narón, A Coruña, is included in the current work.

The main goal of this installation is to reduce, as much as possible, the demand of electricity from the grid, thus achieving that way significant economical savings, as well as contributing to the use of clean non-polluting energies.

This installation is deployed taking advantage of the new standing legislation related to the electrical energy self-consumption, bolstered with the objective of encouraging energetic transition and protecting the consumer.

Four installations of different-characteristics photovoltaic modules are studied, aiming to choose the most suitable one.

The whole dimensioning of the installation, as well as the election of its components, are subject of this work, with a view to determine the initial investment needed and foreseeable savings provided by the installation. This data makes the assesment of the profitability of each installation possible, taking into account both a possible bank financing and possible State aids.

Finally, the obtained results are compared in order to extract a series of conclusions in the matter and choosing the installation that best suits the project.

ÍNDICE

DOCUMENTO I. MEMORIA

DOCUMENTO II. ANEXOS

ANEXO I. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

ANEXO II. AHORRO Y RENTABILIDAD

ANEXO III. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

ANEXO IV. HOJAS DE CARACTERÍSTICAS Y CATÁLOGOS

DOCUMENTO III. PLANOS

DOCUMENTO IV. PLIEGO DE CONDICIONES

DOCUMENTO V. MEDICIONES

DOCUMENTO VI. PRESUPUESTO



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

TRABAJO FIN DE MÁSTER

CURSO 2018/19

*ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN DE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE UN HOTEL*

Máster en Ingeniería Industrial

Documento I

MEMORIA

ÍNDICE

1 Objeto	3
2 Situación	4
3 Agentes.....	5
4 Contextualización.....	6
5 Marco legal	9
6 Antecedentes	12
7 Dimensionamiento de la instalación	13
7.1 Predicción del consumo	13
7.2 Módulos fotovoltaicos	15
7.3 Orientación e inclinación	16
7.4 Potencia instalada.....	17
7.5 Inversores	19
7.6 Disposición de los módulos.....	20
7.7 Cableado y protecciones.....	22
7.8 Puesta a tierra	24
8 Energía generada	26
9 Términos económicos	30
9.1 Inversión inicial	30
9.2 Ahorro.....	32
9.3 Costes	37
9.4 Rentabilidad.....	37
9.5 Conclusión	40
10 Conclusiones	41
Bibliografía.....	43

1 OBJETO

El objeto principal del presente Trabajo de Fin de Máster es el estudio y planificación de la implantación de una instalación de energía fotovoltaica en un hotel situado en un polígono industrial, analizando sus posibilidades acorde a las necesidades del mismo y al marco legal nacional con respecto a este tipo de instalaciones, que sufre un cambio importante a favor de la generación de energía fotovoltaica por particulares y empresas, con la entrada en vigor del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. El objetivo de dotar al hotel con esta instalación será el reducir al máximo posible la cantidad de energía demandada de la red eléctrica consiguiendo así un ahorro sustancial, a la vez que contribuir al uso de energías limpias.

Además del dimensionamiento de la instalación será objeto de este trabajo analizar su rentabilidad en términos económicos. Una vez estudiada la rentabilidad se podrá determinar qué características de la instalación fotovoltaica son más propicias para que el proyecto resulte lo más rentable posible en términos económicos.

Para el desarrollo de este trabajo se siguen los siguientes pasos:

- Contextualización de la energía fotovoltaica.
- Presentación del marco legal actual con respecto a este tipo de instalaciones.
- Estimación de la demanda energética por parte del hotel.
- Análisis del recurso energético disponible del emplazamiento de la instalación.
- Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.
- Realización del presupuesto correspondiente a la inversión necesaria para la puesta en marcha de la instalación.
- Determinación del ahorro experimentado gracias al de la electricidad generada por la instalación.
- Estudio de la rentabilidad de la instalación.
- Conclusiones.

2 SITUACIÓN

El emplazamiento de este hotel y por tanto de la instalación será en el polígono industrial de Río do Pozo en Narón, más concretamente en Rúa Bernardo Romero, parcela 3, 15578 Narón, A Coruña.



Figura 1. Emplazamiento del hotel donde se implantará la instalación fotovoltaica.

Las coordenadas geográficas del emplazamiento son las siguientes:

- Latitud: 43.531° Norte
- Longitud: 8.195° Oeste
- Altitud: 24 msnm

3 AGENTES

El presente trabajo que tiene como título *“Estudio y planificación de instalación fotovoltaica de un hotel”* es elaborado a petición de la Escuela Politécnica Superior de Ferrol (Universidade da Coruña), situada en la calle Mendizábal s/n, 15403 Ferrol, A Coruña, siendo esta la parte peticionaria del proyecto.

Por otro lado en el encargado de la realización y redacción de este trabajo será el alumno de la misma Escuela, Ruben Ferradás Castelo.



Figura 2. Escuela Politécnica Superior de Ferrol.

4 CONTEXTUALIZACIÓN

Uno de los elementos que históricamente ha limitado el desarrollo económico de España ha sido la pobreza en recursos energéticos, en concreto la carencia de hidrocarburos líquidos y gaseosos, unido a la mala calidad de carbón existente. Esta escasez de recursos ha condenado tradicionalmente al sistema energético español a una situación de déficit y dependencia exterior, siendo España un país fuertemente dependiente de las importaciones energéticas. El grado de abastecimiento se sitúa en las últimas décadas entre el 20 y el 25%, siendo del 26.1% en 2010,

La energía primaria principalmente consumida es de origen fósil, siendo el petróleo responsable de prácticamente el 50%, el gas natural del 25% y la energía nuclear y energías renovables aproximadamente de un 10% cada una. En relación a la energía producida, la cosa cambia, siendo la fuente principal de energía útil las renovables, superando estas el 12% de la energía útil consumida total.

La generación eléctrica media en España ha evolucionado en los últimos años pasando desde un 56% de la energía generada por centrales térmicas de combustibles fósiles, principalmente carbón y fuel-oil, a principios de siglo a un aumento de las energías renovables que en 2006 cubrieron el 26% de la demanda, además de la creación de numerosas centrales de ciclo combinada que ese mismo año cubrieron el 29% de la demanda, pasando a ser la principal fuente de generación eléctrica. Por su parte, la producción de energía hidráulica varía con los años en función de las precipitaciones, y la cobertura de la demanda por parte del resto de renovables está en progresión, estimulada por los sucesivos Gobiernos. Así, mientras la energía eólica en España cubría en el 2005 el 7,7 % de la demanda, alcanzó en 2013 el 21 %. Este crecimiento de renovables sigue y en 2018, el 40% de la electricidad producida en España fue de origen renovable.

La reducción de la dependencia energética del exterior, sólo se podrá reducir potenciando aquellos recursos autóctonos que poseen, especialmente recursos renovables como el sol, el viento y el agua, de los que España es un país privilegiado. Para poder cumplir los objetivos marcados por la Unión Europea de conseguir una penetración de energías renovables del 27% en 2030, será necesaria una mayor penetración de las energías renovables en el mix energético nacional.

Las energías renovables, entre otros muchos beneficios, reducen las emisiones de gases de efecto invernadero al no generar CO₂, a la vez que también garantizan un suministro energético autóctono y seguro, sin dependencia de recursos o tecnologías externos.

El mes de marzo de este año 2019 no ha sido un mal mes en cuanto a la generación renovable en nuestro país, aunque sí peor que marzo de 2018. Durante este mes de marzo la generación procedente de fuentes de energía renovable representó el 43,5% de la producción.

Con la contribución renovable sumada a la nuclear, el 70,9% de la producción eléctrica procede de tecnologías que no emiten CO₂. Las energías renovables ya no representan solo un recurso complementario en el panorama energético español. Gracias a la información facilitada por el operador de la red eléctrica española REE, ya se encuentra disponible la previsión de cierre de la energía producida en el año 2018.

En la *Figura 3* se indica el porcentaje de energía generada por los distintos tipos de centrales eléctricas en el sistema peninsular español.

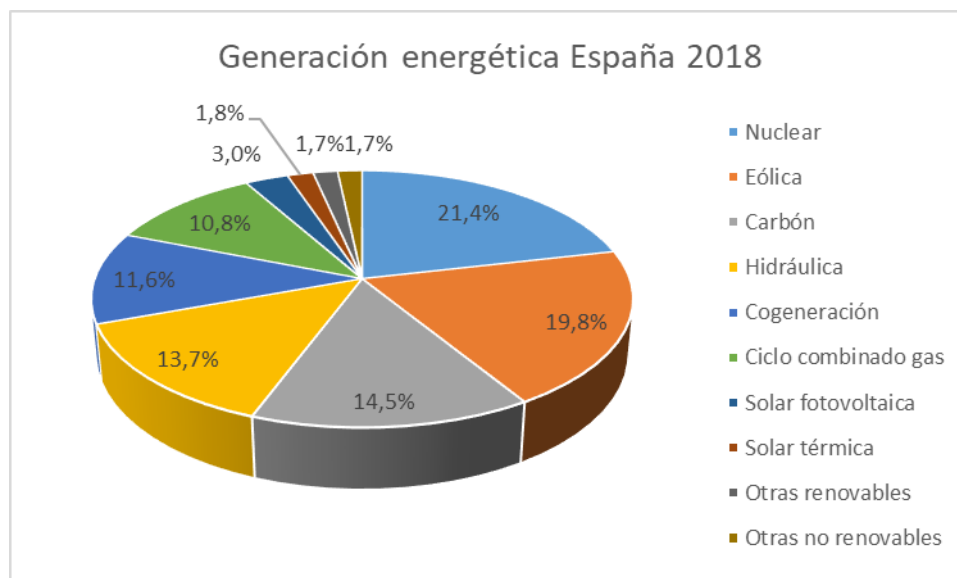


Figura 3. Matriz de la generación energética en España en el 2018. (Fuente: Red Eléctrica de España. Elaboración propia)

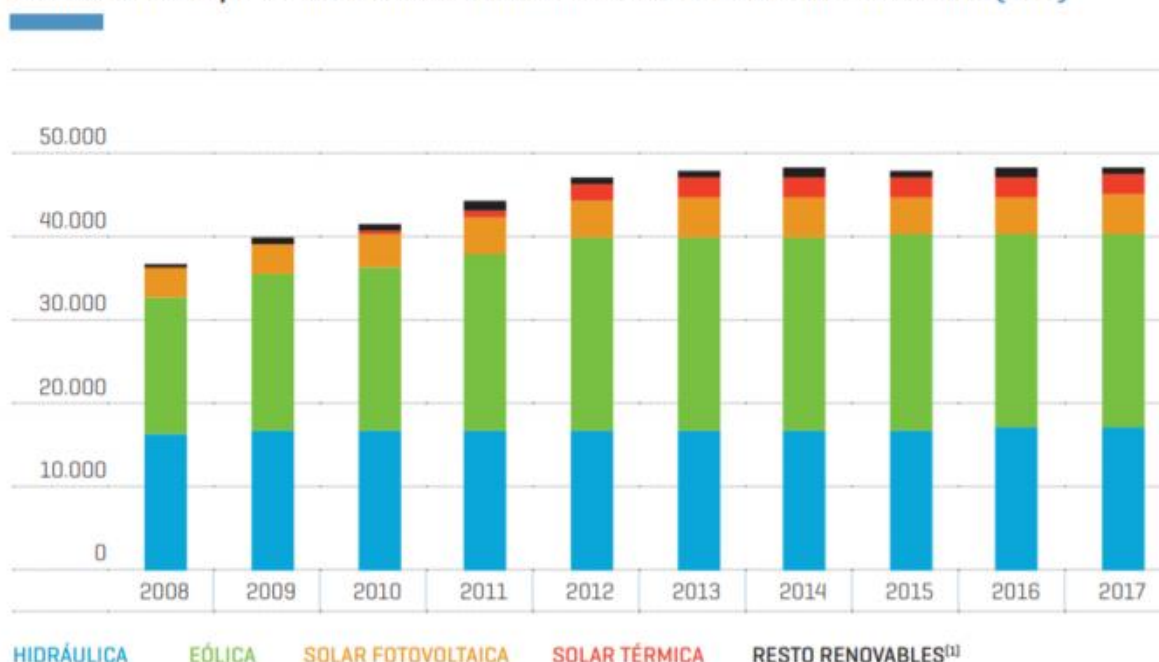
Si bien la energía nuclear viene ocupando el primer lugar del mix energético español desde hace muchos años, las energías renovables van ganando posiciones y entre todas las tecnologías ya suman el 40% de la energía eléctrica producida en 2018. De ellas, la energía eólica cubre prácticamente el 20% de las necesidades del país y la energía solar casi un 5%, sumando las contribuciones de las plantas *fotovoltaicas* y las *termosolares*. Hay que destacar que 2018 ha sido un año con buena aportación de la producción hidroeléctrica, casi el doble que en 2017, un año de sequía, lo que ha ayudado a que las renovables consoliden su elevada participación en la generación eléctrica del país.

Respecto a lo que se puede esperar en los próximos años la aparente estabilidad de las potencias de los distintos tipos de centrales en los últimos años se va a ver significativamente alterada a partir de 2019, por distintos acontecimientos que están ya en curso.

Así, el nuevo impulso que están tomando las energías renovables después del parón experimentado desde 2012 permitirá continuar aumentando su contribución al mix energético. Solo contando con el resultado de las subastas celebradas por el gobierno el 17 de mayo y el 26 de julio de 2017, es inminente la próxima conexión de más de 8000 MW de eólica y fotovoltaica, ya que la fecha límite para su puesta en explotación es el 31 de diciembre de 2019.

Pero adicionalmente hay otros muchos proyectos de energías renovables que se están planificando sin subvenciones de ningún tipo, con la expectativa de que el precio del mercado eléctrico permitirá obtener una retribución suficiente por la energía producida para rentabilizar las inversiones. Como ejemplo, se han presentado avales para construir en España más de 23000 MW de plantas fotovoltaicas en los próximos años, lo que multiplicaría por cinco la potencia instalada en este tipo de centrales eléctricas. Bien es cierto que estas inversiones no se materializarán todas inmediatamente, ya que muchos promotores han presentado sus proyectos con la intención de asegurarse un punto de conexión para la evacuación a la red eléctrica nacional de la futura electricidad producida.

Evolución de la potencia instalada renovable. Sistema eléctrico nacional [MW]



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeólica y residuos renovables.
Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hasta 2014.

Figura 4. Evolución de la potencia instalada renovable. (Fuente: Total Gas)

Simultáneamente, la generación eléctrica con combustibles fósiles empezará a descender rápidamente en los próximos años, tomando en consideración los cierres anunciados por varias empresas propietarias de centrales eléctricas, cierre que también se debe al coste por tonelada de CO₂ emitida que deben pagar. Está previsto que nueve de las catorce centrales de carbón existentes en España cierren antes de finales de 2020. Aunque el impacto no será tan visible a corto plazo, los responsables políticos y las empresas propietarias también están comenzando a valorar una posible fecha de cierre de las centrales nucleares existentes, lo que retiraría otra importante fuente de producción de electricidad.

En definitiva, España se encuentra en medio de la transición energética del país hacia un mix energético más eficiente y más sostenible, en el la energía fotovoltaica parece que va a tomar una parte cada vez mayor del pastel, ya el año pasado España incrementó la instalación de la energía solar fotovoltaica, gracias a las expectativas que creó la eliminación del denominado impuesto al sol y la progresiva supresión de trabas burocráticas. En el 2018 la potencia instalada aumentó un 94% con respecto a 2017, llegando a instalar 231.7 MW de instalaciones fotovoltaicas. Aunque todavía hay camino por recorrer ya que, por ejemplo en Alemania, país con un recurso energético menor del sol que España, las cifras fueron once veces superiores.

Como datos de la instalación de energía fotovoltaica instalada el pasado año en Europa destacar la propia Alemania con 3 GW, Turquía con 1.64 GW o los Países Bajos con 1.64 MW. El ránking de los cinco países que mayor potencia instalaron son China (44 GW), Estados Unidos (10.6 GW), India (8.3 GW), Japón (6.6 GW) y Australia (5.3 GW).

A pesar de que España todavía se encuentra muy lejos de estos países, la tendencia al alza es clara y los datos permiten albergar grandes esperanzas, y es que según varios expertos la tecnología solar fotovoltaica ya es más barata que las fuentes de energía convencionales (nuclear, gas, carbón) y se ha convertido en una tecnología central para la transición energética.

5 MARCO LEGAL

Con respecto a legislación relativa a las instalaciones fotovoltaicas habrá que prestar especial atención al **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril**, presentado por el ministerio para la transición ecológica, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Originalmente la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en la dicción original del artículo 9, definía el autoconsumo como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor y distinguía varias modalidades de autoconsumo. Al amparo de dicha dicción, el 10 de octubre de 2015 fue publicado en el «Boletín Oficial del Estado» el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Este reglamento recogía, entre otros, los requisitos técnicos que debían cumplir las instalaciones destinadas al autoconsumo de energía eléctrica para asegurar el cumplimiento de los criterios de seguridad de las instalaciones, así como el marco económico de aplicación para esta actividad.

Posteriormente, el **Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre**, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, realizó una modificación profunda en la regulación del autoconsumo en España con el fin de que los consumidores, productores, y la sociedad en su conjunto, pudiesen beneficiarse de las ventajas que puede acarrear esta actividad, en términos de menores necesidades de red, mayor independencia energética y menores emisiones de gases de efecto invernadero. Con el objetivo de impulsar que el autoconsumo se realice con generación distribuida renovable, en este real decreto-ley se establece **que la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, estará exenta de todo tipo de cargos y peajes**.

Las **medidas de impulso del autoconsumo energético** contenidas en el citado real decreto-ley fueron principalmente mediante la reforma del artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en el que introdujeron las siguientes modificaciones:

- Se realizó una **nueva definición de autoconsumo**, recogiendo que se entenderá como tal el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación próximas a las de consumo y asociadas a las mismas.
- Se realiza una **nueva definición de las modalidades de autoconsumo**, reduciéndolas a solo dos: «**autoconsumo sin excedentes**», que en ningún momento puede realizar vertidos de energía a la red y «**autoconsumo con excedentes**», en el que sí se pueden realizar vertidos a las redes de distribución y transporte.
- **Se habilita a que reglamentariamente se puedan desarrollar mecanismos de compensación entre el déficit y el superávit de los consumidores acogidos al autoconsumo con excedentes para instalaciones de hasta 100 kW.**
- En cuanto al **registro**, se opta por disponer de un registro de autoconsumo, pero **muy simplificado**, el cual será de ámbito estatal y tendrá fines estadísticos para poder evaluar si se está logrando la implantación deseada, analizar los impactos en el sistema y para poder computar los efectos de una generación renovable en los planes integrados de energía y clima.

El mencionado Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, también incorpora la **derogación de varios artículos del mencionado Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre**, al considerarlos obstáculos para la expansión del autoconsumo, entre los que cabe destacar los relativos a las configuraciones de medida, las **limitaciones del máximo de potencia de**

generación instalada hasta la potencia contratada o los relativos al pago de cargos por la energía autoconsumida.

El propio real decreto-ley recoge la necesidad de aprobar un reglamento que regule varios aspectos, entre los que cabe destacar las configuraciones de medida simplificadas, las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a la red de las instalaciones de producción asociadas al autoconsumo, los mecanismos de compensación entre déficits y superávit de los consumidores acogidos al autoconsumo con excedentes para instalaciones de hasta 100 kW y la organización del registro administrativo, por lo que surge el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, con la finalidad de hacer cumplir estas obligaciones.

Este último Real Decreto mencionado sostiene que *“el autoconsumo que se pretende favorecer con mayor intensidad es el de carácter renovable, por lo que su desarrollo contribuirá a la sustitución de generación emisora y contaminante, por lo que esta norma contribuirá al cumplimiento de los objetivos de penetración de energías renovables y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero”*, además de definir el autoconsumo como *“una herramienta eficaz para la electrificación de la economía, que representa una condición sine qua non para la transición hacia una economía en carbono de la manera más eficiente posible, tal y como se desprende del escenario objetivo propuesta en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030”*. Desde el punto de vista del consumidor final presenta el autoconsumo como *“una alternativa económica más ventajosa que el suministro tradicional exclusivo desde la red”*, además de prever la nueva generación procedente del autoconsumo como *“un efecto de disminución del precio de la energía respecto a un supuesto escenario en el que no se implante autoconsumo”* ya que defiende que *“esto es debido a que se produce un aumento de la energía ofertada procedente de los excedentes vendidos, y a una disminución la demanda que es abastecida por la propia energía autoconsumida”*.

Una vez introducida la legislación más influyente para el desarrollo de este trabajo, se procede a definir y esclarecer una serie de conceptos clave para el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica acorde a la legislación actual:

- **Clasificación de modalidades de autoconsumo:**

- a) **Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes.** Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades se deberá instalar un **mecanismo antivertido** que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que será el sujeto consumidor.
- b) **Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes.** Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.b) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo podrán, **además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución**. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que serán el sujeto consumidor y el productor.
 - a. **Modalidad con excedentes acogida a compensación:** Pertenecerán a esta modalidad, aquellos casos de suministro con autoconsumo con excedentes en los que voluntariamente el consumidor y el productor opten por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes. Para ello será necesario que la energía primaria sea de origen renovable, que la potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW y que el consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo.

- b. **Modalidad con excedentes no acogida a compensación:**
Pertenece a esta modalidad, todos aquellos casos de autoconsumo con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad con excedentes acogida a compensación o que voluntariamente opten por no acogerse a dicha modalidad.
- **Requisitos de medida y gestión de la energía:** Con carácter general, **los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo deberán disponer de un equipo de medida bidireccional en el punto frontera** o, en su caso, un equipo de medida en cada uno de los puntos frontera.
- **Mecanismo de compensación simplificada:** El mecanismo de compensación simplificada consistirá en un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación con las siguientes características:
 - a) En el caso de que se disponga de un contrato de suministro con una comercializadora libre:
 - a. La energía horaria consumida de la red será valorada al precio horario acordado entre las partes.
 - b. La energía horaria excedentaria, será valorada al precio horario acordado entre las partes.

En ningún caso, el valor económico de la energía horaria excedentaria podrá ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación, el cual no podrá ser superior a un mes.

Para la aplicación del mecanismo de compensación simplificada, los consumidores acogidos a dicho mecanismo, deberán remitir directamente a la empresa distribuidora, o a través de su comercializadora, el mismo contrato, o en su caso acuerdo, de compensación de excedentes entre todos los sujetos participantes, solicitando la aplicación del mismo
- **Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación a los consumos en las modalidades de autoconsumo:** De acuerdo con lo previsto en el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, **la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo peajes.**
- **Cargos del sistema eléctrico de aplicación a las modalidades de autoconsumo:** De acuerdo con lo previsto en el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, **la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo cargos.**
- **Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica:** El registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica previsto en el artículo 9.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se registrará en cuanto a su organización y funcionamiento por lo dispuesto en el presente capítulo. Este registro será telemático, declarativo y **de acceso gratuito** y tendrá como finalidad el seguimiento de la actividad de autoconsumo de energía eléctrica, desde el punto de vista económico y su impacto en la sostenibilidad económica del sistema eléctrico, al igual que su incidencia en el cumplimiento de los objetivos de energías renovables y en la operación del sistema.
- **Inscripción en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica:** Aquellos sujetos consumidores que realicen autoconsumo, conectados a baja tensión, en los que la instalación de generación sea de baja tensión y la potencia instalada de generación sea menor de 100 kW, la inscripción en el registro de autoconsumo se llevará a cabo de oficio por las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla en sus respectivos registros a partir de la información remitida a las mismas en virtud del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

6 ANTECEDENTES

La instalación fotovoltaica se colocará en la cubierta del hotel, la cual a priori cuenta con espacio suficiente para colocar los paneles, pero sus medidas serán una restricción a tener en cuenta a la hora de la disposición de los mismos.

El hotel cuenta con 20 habitaciones dobles y 4 suites, zona de lavandería y sala de estar en su primera planta, mientras que la planta baja se encuentra una cafetería con comedor de una superficie ligeramente superior a los 300 metros cuadrados, además de su respectiva cocina, aseos para los clientes y vestuarios para los trabajadores.

Cabe decir que se supone un hotel actualmente en funcionamiento, por lo que se suponen realizadas todas las instalaciones necesarias: eléctrica, de fontanería, contraincendios, ventilación, etc. Simplemente se hará el cálculo de las luminarias necesarias para obtener de la manera más precisa posible el perfil de consumo del hotel.

Además se supone un sistema de calefacción y agua caliente sanitaria con caldera de gas, además de los fogones de la cocina, por lo que no se necesitará consumo eléctrico para estas instalaciones.

Ya que los elementos que necesitan de la energía eléctrica para su funcionamiento en el hotel no son muy dependientes de la estación, se supondrá un consumo homogéneo para todos los días del año.

Se supone el siguiente horario de funcionamiento del hotel:

- Recepción: de 8:00 a 23:00
- Servicio de cafetería: de 7:00 a 23:00
 - Desayuno: de 7:00 a 10:30
 - Almuerzo: de 13:00 a 15:00
 - Cena: de 21:00 a 23:00
- Servicio de limpieza: de 10:00 a 14:00
- Servicio de lavandería: de 9:00 a 13:00

El tipo de instalación que se quiere implantar es aquellas con autoconsumo conectada a red en la que se intentará ajustar al máximo la demanda energética por parte del hotel con la producción de los módulos fotovoltaicos, con el fin de evitar tener que instalar dispositivos de almacenamiento como baterías, que encarecerían la instalación. De esta manera, en el caso de obtener excedentes en la producción, es decir, en caso de que la demanda fuese “sobrebastecida” en algún momento del día, se acogería la instalación a la **modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación**, suscribiendo una contrato de compensación de excedentes de autoconsumo con la distribuidora eléctrica en cuestión tal y como marca el **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril**, por el que se debe cumplir que la energía producida sea de origen renovable, lo cual se cumple, y que la potencia de la instalación de producción no sea superior a 100 kW, lo que a priori no parece un obstáculo.

7 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Con el fin de determinar el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, el primer paso a tomar será conocer la demanda de energía eléctrica por parte del hotel. Posteriormente, una vez determinada la orientación e inclinación de los módulos se podrá determinar el número de módulos necesarios teniendo en cuenta el recurso energético del emplazamiento.

El siguiente paso será elegir los inversores de corriente continua a alterna, los cuales definirán en gran medida la conexión y por ende la conexión de los módulos, por lo que una vez se tenga la distribución y se comprueba que no problemas de espacio para su colocación se seleccionarán los soportes adecuados.

Una vez determinada la colocación de los módulos se puede determinar el cableado necesario para la conexión de los módulos con los inversores y estos con la instalación eléctrica del hotel, así como determinar las protecciones necesarias para cada tramo y sus canalizaciones pertinentes donde fuesen necesarias. Por último, relativo a los cálculos eléctricos se determinará la puesta a tierra de la instalación.

7.1 Predicción del consumo

Para la predicción del consumo será fundamental conocer los horarios de servicio del hotel así como la cantidad de aparatos eléctricos forman parte del mismo. Cabe destacar que para el dimensionamiento de la instalación se tiene en cuenta el peor de los casos, es decir, cuando su consumo de energía eléctrica sea máximo

A continuación el horario de servicio del hotel:

- Recepción: de 8:00 a 23:00
- Servicio de cafetería: de 7:00 a 23:00
 - Desayuno: de 7:00 a 10:30
 - Almuerzo: de 13:00 a 15:00
 - Cena: de 21:00 a 23:00
- Servicio de limpieza: de 10:00 a 14:00
- Servicio de lavandería: de 9:00 a 13:00

Del dimensionamiento de las luminarias, se extrae la necesidad de la siguiente potencia eléctrica para cada sala:

PLANTA PRIMERA	Potencia (W)
Almacén 1	230
Cuarto IE	26
Cuarto Ropa y Limpieza	92
Almacén 2	184
Salón	104
Lavandería	414
Cuarto Calderas	26
Escaleras	117
Pasillo	754
Acceso Aseos	13
Aseo F	52
Aseo M	52
Vestuario F	91
Ascensor y Escaleras	117

Suite	504
Baño Suite	144
Habitación Doble	1800
Baño Habitación Doble	720

Respecto a las necesidades energéticas de los electrodomésticos se recogen en la siguiente tabla:

Sala	Electrodoméstico	Potencia (W)	Número	TOTAL (W)
Habitaciones	TV	200	24	4800
	Secador de pelo	750	24	18000
	Teléfono	4	24	96
Cafetería	TV	200	6	1200
	Cafetera	600	1	600
	Hilo musical	100	1	100
	Microondas	1000	1	1000
	Lavavajillas	1200	1	1200
	Nevera	350	3	1050
Lavandería	Secadora	2500	2	5000
	Plancha	1000	2	2000
	Lavadora	1000	2	2000
Limpieza	Aspiradora	1300	2	2600
Cocina	Tostadora	1000	1	1000
	Batidora	300	1	300
	Horno	1300	2	2600
	Tren de lavado	1200	1	1200
	Extractor de humos	500	2	1000
	Freidora	2000	1	2000
	Cámara frigorífica	1000	1	1000
	Congelador	270	2	540
Recepción	PC	240	1	240
	Teléfono	4	1	4
	Router	8	1	8
Salón	TV	200	1	200
Otros	Ascensor	4500	1	4500

Conociendo el horario de los diferentes servicios ofrecidos por el hotel, así como la potencia de sus luminarias para cada sala y el número de electrodomésticos con el que se cuenta se puede predecir el consumo eléctrico horario del mismo.

A continuación se muestra el perfil de consumo de energía eléctrica del hotel a lo largo del día:

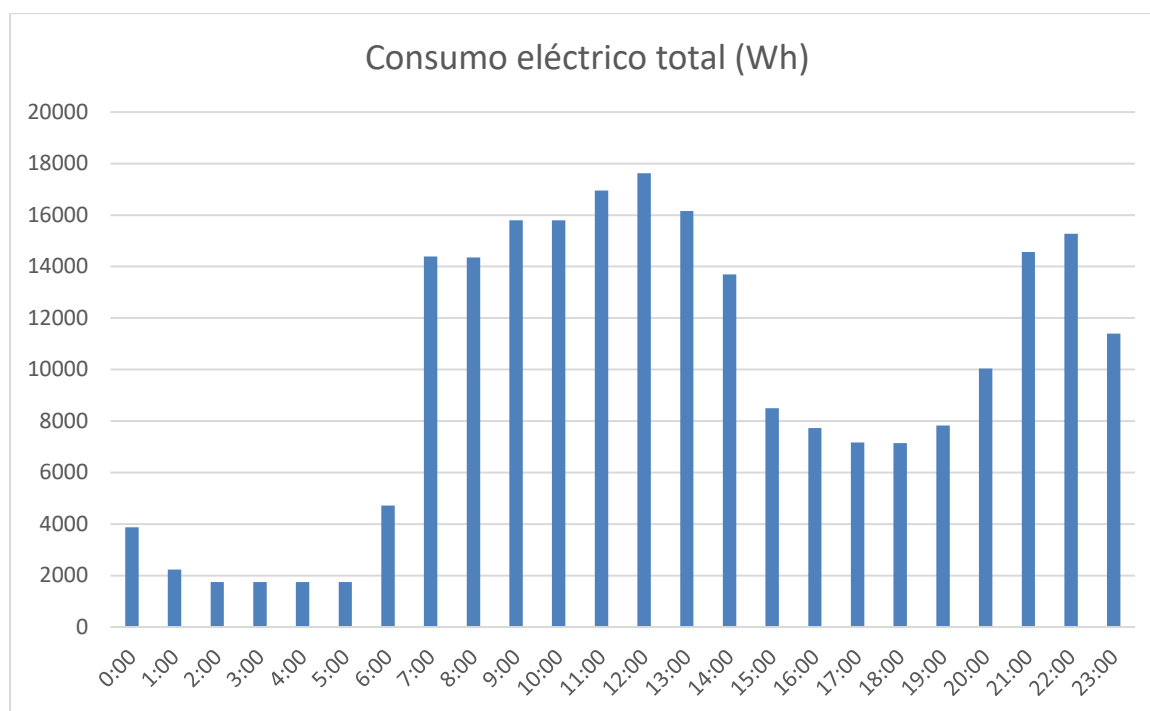


Figura 5. Demanda eléctrica horaria estimada del hotel.

Como se puede observar el consumo más elevado, o consumo pico, se produce al mediodía, entre las 11:00 y la 13:00. De esta manera se puede determinar que el consumo pico del hotel es de 17.63 kWh y este tiene lugar a las 12:00, lo cual será clave a la hora de dimensionar la instalación.

Además el consumo diario estimado será de 232.2 kWh, con lo que se obtiene un consumo de 6.97 y 84.75 MWh, mensual y anual respectivamente.

7.2 Módulos fotovoltaicos

La elección de los módulos se basa en un estudio realizado por la OCU (Organización de Consumidores y Usuarios), en el que hace una clasificación de los paneles fotovoltaico del mercado atendiendo a su eficiencia. Atendiendo a esta clasificación se eligen los dos paneles que obtuvieron mejor calificación, el *SUNPOWER SPR-X21-345* y el *PANASONIC VBHN325SJ47*, además de los dos clasificados como “compra maestra” por parte de la organización: *ATERSA A-265P* y *JINKO JKM270PP-60*.

De esta manera se dimensionarán cuatro instalaciones fotovoltaicas de acuerdo a sus características, teniendo así cuatro casos de estudio que se podrán comparar al finalizar para elegir aquel que más convenga para este caso.

Algunas de las características de estos paneles son:

<i>Características del panel</i>	SunPower SPR X21-345	Panasonic VBHN325SJ47	Atersa A- 265P	Jinko JKM270PP-60
<i>Potencia (W)</i>	345	325	265	270
<i>Eficiencia (%)</i>	21,20	19,40	16,30	16,50
<i>Tecnología de células</i>	Monocrystalino	Monocrystalino	Policristalino	Policristalino
<i>Número de células</i>	96	96	60	60
<i>Garantía (años)</i>	25	15	10	10

<i>Garantía de producción tras 25 años (%)</i>	87,00	80,00	80,00	80,70
<i>Carga mecánica máxima permitida (Pa)</i>	5400	5400	5400	5400
<i>Tolerancia máxima potencia (W)</i>	362,25	357,5	270	278,1
<i>Tolerancia mínima potencia (W)</i>	345	325	265	270
Dimensiones del panel				
<i>Profundidad (mm)</i>	46	35	42	40
<i>Peso (kg)</i>	18,6	18,5	18,5	19
<i>Ancho (mm)</i>	1046	1053	990	992
<i>Alto (mm)</i>	1558	1590	1640	1650
Precio (€)	441,65	275,88	192,39	193,72

7.3 Orientación e inclinación

La orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos será decisiva en el aprovechamiento del recurso energético del sol por parte de los módulos fotovoltaicos, ya que una mala orientación e inclinación de los paneles de los paneles podría significar conseguir una producción energética mucho menor de la que se podría conseguir optimizando estos ángulos.

Tanto la orientación como la inclinación dependerán de la ubicación geográfica de la instalación. En este caso las coordenadas son 43.531°N, 8.195°O, por lo que al encontrarse la instalación en el hemisferio norte la orientación óptima será hacia el sur al no contar los módulos de seguidor, es decir, un ángulo acimut de 0°.

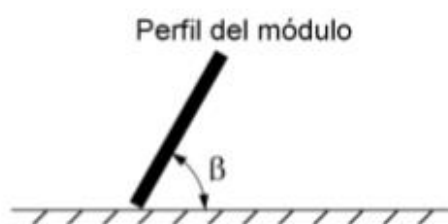


Fig. 1

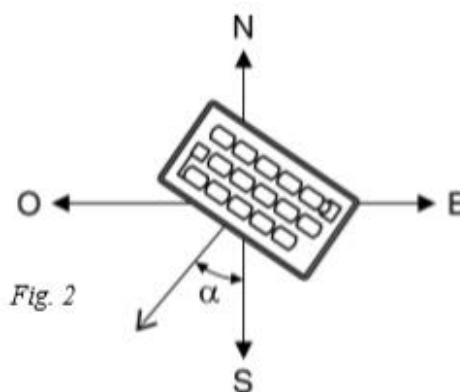


Fig. 2

Figura 6. Esquema explicativo de la orientación e inclinación de los módulos.

La inclinación de los módulos también será fija a lo largo del año y no variará dependiendo de la estación. Esta inclinación óptima de los módulos se determina gracias al software PVGIS, una herramienta gratuita de la Unión Europea que permite calcular la energía producida por plantas fotovoltaicas. Este software da como un ángulo de inclinación óptimo que maximizará la energía producida por la instalación, como aquel de 35°.

Definida la orientación e inclinación de los módulos se comprobará en el Anexo II del PCT del IDAE que estos se encuentran dentro de los límites establecidos para no incurrir en más

pérdidas de las debidas. Para una orientación sur se tiene que la inclinación debe estar entre 9.531° y 62.531° , por lo que cumple perfectamente la orientación e inclinación seleccionadas.

7.4 Potencia instalada

Conocido el consumo eléctrico que se quiere intentar cubrir en la medida de lo posible con energía fotovoltaica y conocido el tipo de módulos fotovoltaicos a utilizar junto con su orientación e inclinación, el siguiente paso será determinar el número de paneles necesarios para tal fin.

Para ello se utilizará la herramienta *PVGIS*, con la que se estimará la energía que se podría producir con un 1 kWp de potencia instalada suponiendo unas pérdidas de la instalación del 14%, lo que nos permitirá estimar de que cantidad de módulos se necesitarían para alinear el perfil de consumo eléctrico con el de producción de electricidad por la instalación fotovoltaica. El siguiente paso sería introducir esta instalación en la aplicación online *Sunny Design Web*, una herramienta para el diseño y configuración de plantas fotovoltaicas, con el fin de afinar mejor las pérdidas e iterar de nuevo con la aplicación de *PVGIS*, y comprobar si se deben añadir o quitar módulos de la primera estimación, o si por lo contrario este dimensionado se consideraría correcto y se acabaría la iteración obteniendo un resultado satisfactorio.

Habría que intentar en la medida de lo posible tener la menor producción excedentaria posible, es decir, no producir energía si esta no se va a consumir, ya que el precio de compensación de estos excedentes es por lo general muy bajo, por lo que esto resulta rentable.

Teniendo en cuenta lo expuesto se obtiene el siguiente número de módulos para cada instalación:

<i>Instalación</i>	<i>Potencia módulo (Wp)</i>	<i>Nº módulos</i>	<i>Potencia instalada (kWp)</i>
<i>SunPower</i>	345	100	34,50
<i>Panasonic</i>	325	106	34,45
<i>Atersa</i>	265	130	34,45
<i>Jinko</i>	270	132	35,64

A continuación se muestra cómo quedarían los perfiles de consumo y producción en el mes más favorable, para esta primera estimación, ya que aún se puede afinar un poco más en la determinación de las pérdidas de la instalación.

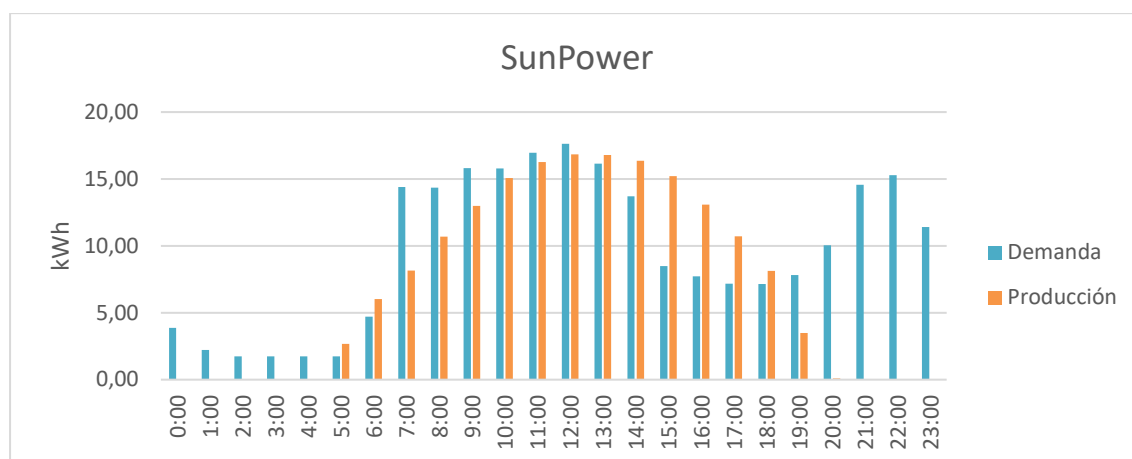


Figura 7. Consumo y producción estimada para un día del mes más favorable por la instalación de módulos *SunPower*.

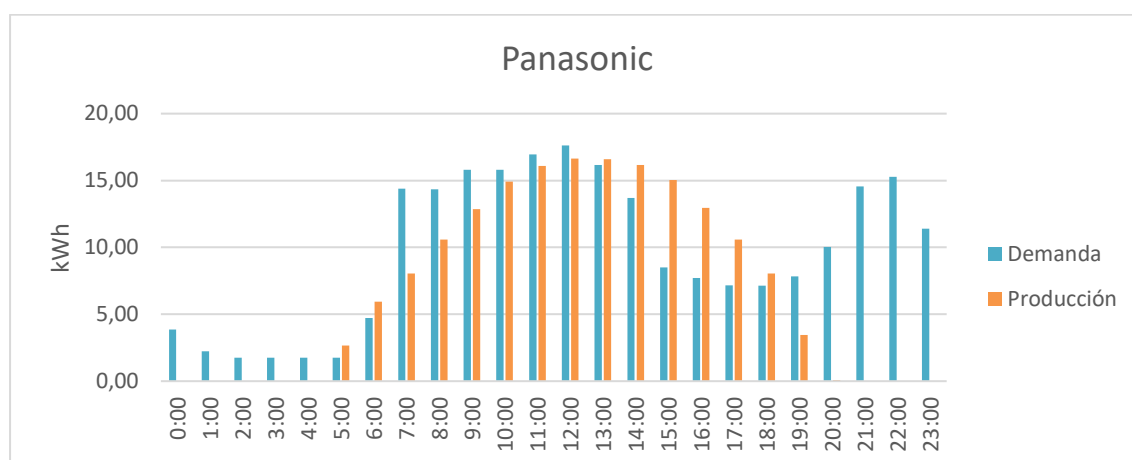


Figura 8. Consumo y producción estimada para un día del mes más favorable por la instalación de módulos *Panasonic*.

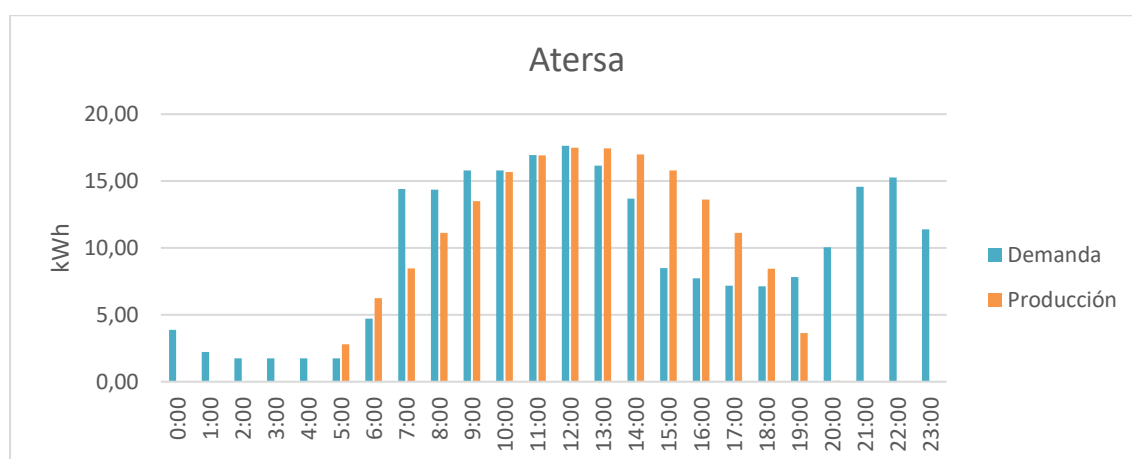


Figura 9. Consumo y producción estimada para un día del mes más favorable por la instalación de módulos *Atersa*.

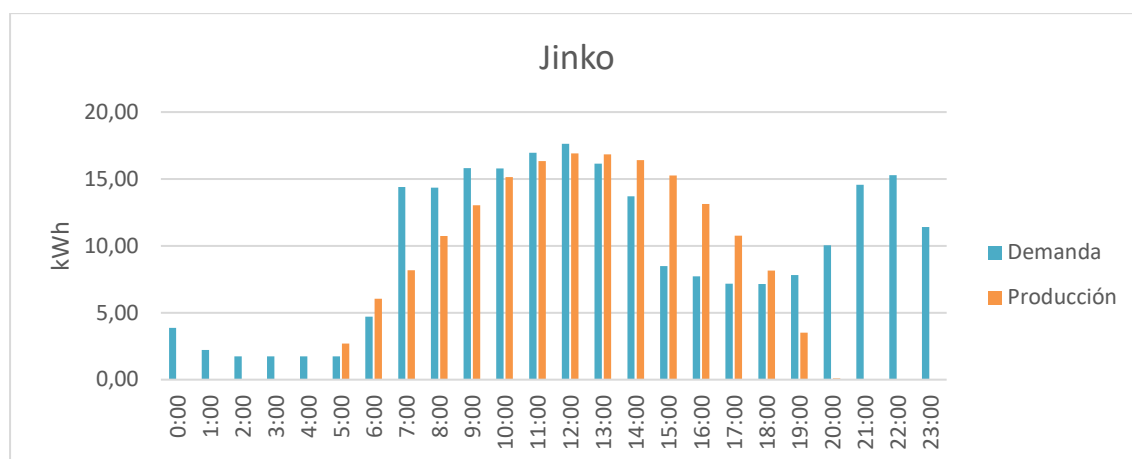


Figura 10. Consumo y producción estimada para un día del mes más favorable por la instalación de módulos *Jinko*.

7.5 Inversores

Una vez determinado el número de módulos habrá que determinar su disposición, para ello es clave la conexión de los mismos al inversor por lo que se determinará primero que tipo de inversor sería el adecuado para cada instalación. El inversor será el encargado de transformar la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna trifásica que podrán utilizar los aparatos eléctricos del hotel.

Para la determinación de los inversores adecuados para cada instalación se utilizará la aplicación antes mencionada, *Sunny Design Web*, en la que se introducirán los datos de la instalación definidos anteriormente. Los resultados obtenidos son los siguientes:

SunPower								
Tipo	Número	Potencia (kW)	Entrada A	Filas	Módulos	Entrada B	Filas	Módulos
STP 15000TL-30	2	15		2	12		2	11
STP3.0-3AV-40	1	3		1	8		0	0
Panasonic								
Tipo	Número	Potencia (kW)	Entrada A	Filas	Módulos	Entrada B	Filas	Módulos
STP 15000TL-30	1	15		3	11		2	9
STP 15000TL-30	1	15		2	12		2	11
STP3.0-3AV-40	1	3		1	9		0	0
Atersa								
Tipo	Número	Potencia (kW)	Entrada A	Filas	Módulos	Entrada B	Filas	Módulos
STP 25000TL-30	1	25		3	21		2	21
STP6.0-3AV-40	1	6		1	20		1	5
Jinko								
Tipo	Número	Potencia (kW)	Entrada A	Filas	Módulos	Entrada B	Filas	Módulos
STP 15000TL-30	2	15		3	20		0	0
STP3.0-3AV-40	1	3		1	12		0	0

Además a pesar de que esta aplicación ya comprueba la compatibilidad de los inversores con la instalación se hará una serie de comprobaciones a mayores, las cuales se pueden consultar en el Anexo I.

Como se observa en ninguna instalación basta con un único inversor, necesitándose dos e incluso tres. Obteniendo una potencia de la instalación de 31 kW en el caso de la instalación con módulos *Atersa* y 33kW para el resto ya que *“la potencia instalada será la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias máximas de los inversores”*, tal y como se define en el artículo 3 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

7.6 Disposición de los módulos

Como ya se avanzó, la conexión de los módulos a los inversores determinará en gran medida la disposición de los mismos en la cubierta ya que se intentará colocarlos de manera que se facilite la conexión y posibles mantenimientos en la medida de lo posible.

El factor limitante será la superficie de la cubierta, que aunque no parece ser un impedimento para la colocación de todos los módulos si puede llegar a serlo para su colocación en una disposición determinada. La superficie de la misma es de 23.71 metros de ancho por 54.18 metros de largo, se trata de una cubierta a dos aguas con una pendiente de 8°, una pendiente pequeña que no supondrá impedimento para la colocación de los soportes con los módulos.

El número de paneles que se podrán disponer por fila dependerá de las dimensiones de los mismos, además se dejará un mínimo de 2.5 metros libres para el paso de los técnicos, instaladores y personal e mantenimiento para que puedan hacer sus tareas.

En relación al número de filas que se podrán colocar este depende de las sombras proyectadas por los paneles a sus inmediatamente colocados detrás, por lo que para determinar la separación necesaria para evitar estas sombras, y de este modo determinar el número de filas que se podrá instalar se recurre al Anexo III del Pliego de Condiciones Técnicas (PTC) de Instalaciones Conectadas a Red, en el que se define la distancia mínima entre filas de módulos, el cual establece las condiciones que se deben cumplir para que se *“garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno”*. Esto es que ha de cumplirse que la distancia d , la cual se define como la distancia medida sobre la horizontal entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, sea como mínimo el producto de $h \cdot k$ siendo k un factor adimensional con valor:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Para este caso concreto $k=3.177$.

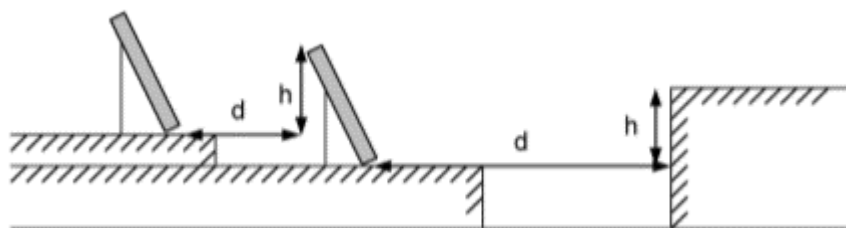


Figura 11. Esquema explicativo sobre la separación de los módulos para evitar sombras.

De esta manera, teniendo en cuenta lo expuesto se obtienen las siguientes limitaciones de espacio para la colocación de los paneles dependiendo de su tipo:

	<i>SunPower</i>	<i>Panasonic</i>	<i>Atersa</i>	<i>Jinko</i>
<i>Máximos paneles a lo ancho</i>	21	21	22	22
<i>Máximas filas a lo largo</i>	11	11	11	10
<i>Máximos paneles totales</i>	231	231	242	220

Tal y como se predecía la cubierta no ofrece limitación alguna en lo que a espacio se refiere para la colocación de los paneles.

Los soporte elegidos para la colocación de los paneles serán de la marca SUNFER, en concreto el modelo CVE-915 el cual cuenta con dimensiones para, desde un panel fotovoltaico hasta veinte, por lo que resulta perfecto para las múltiples posibilidades que se presentan en este proyecto.



Figura 12. Soporte para los módulos elegido.

Teniendo en cuenta la elección de los soportes que se adaptan a cualquier longitud de fila de módulos conectados en serie, la conexión de los strings de paneles fotovoltaicos al inversor, y de las limitaciones que puede tener el tener esta cubierta a dos aguas respecto a la colocación de los módulos en filas con un número demasiado elevado de paneles, se determinan las siguientes disposiciones de los módulos, y por tanto del cableado:

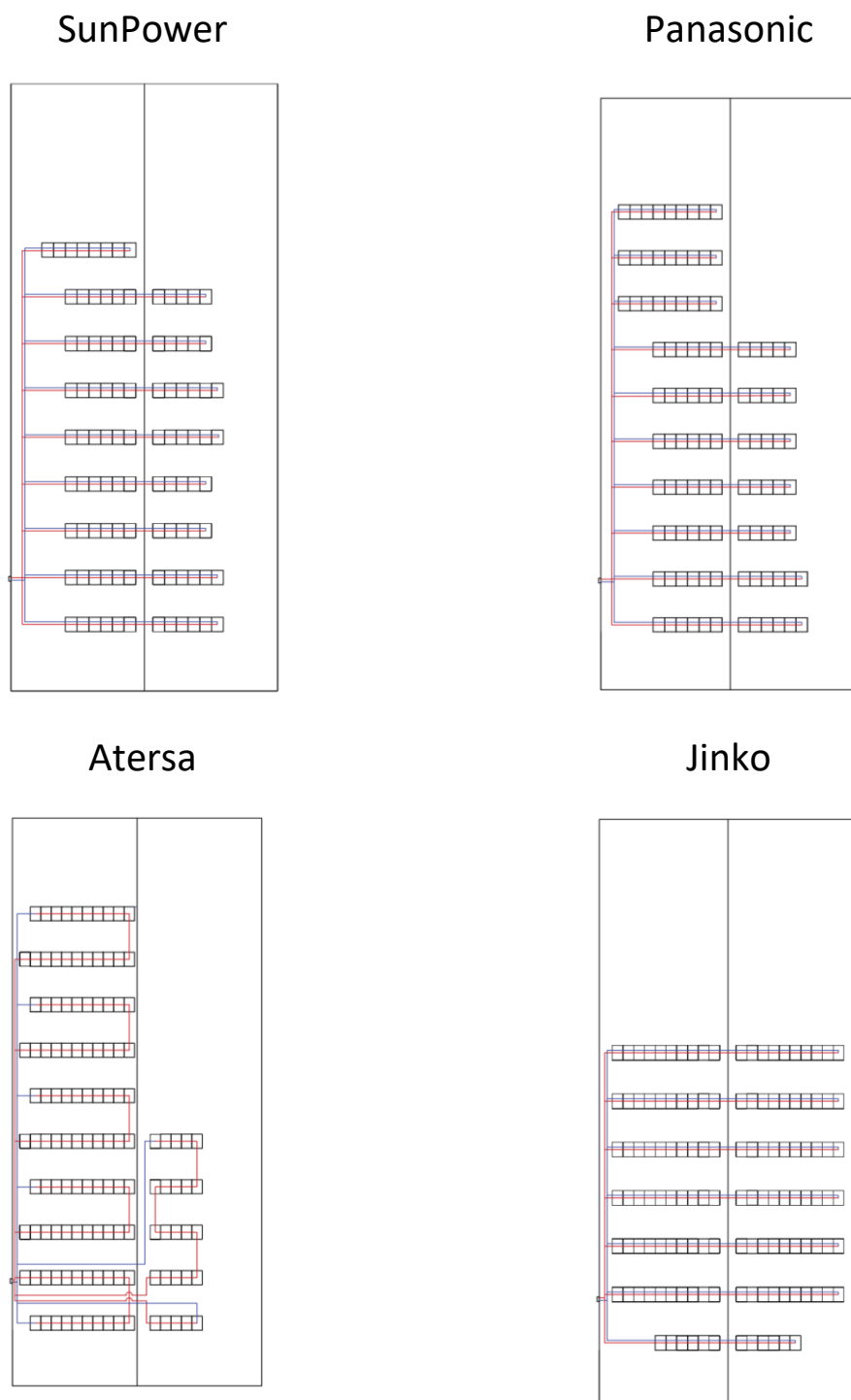


Figura 13. Esquemas del conexionado de los módulos por strings.

7.7 Cableado y protecciones

Para el dimensionamiento del cableado se tiene en cuenta el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE y el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e ITC, más concretamente el apartado ITC-BT-40 de este, que trata las Instalaciones Generadoras de Baja Tensión.

Para el dimensionamiento se tomará una caída de tensión máxima para la parte de continua del 0.5%, tal y como recomienda el PCT en su Anexo I, mientras que en el caso de la corriente se dimensionará para una intensidad del 125% de la máxima intensidad del generador tal y como marca el REBT.

Cabe mencionar que para el dimensionamiento del cableado de continua habrá que tener en cuenta tanto el tramo de ida como el de vuelta ya que esta cuenta con dos polos. Este recorrido es el mostrado previamente. En la cubierta se dispondrán los cables a la intemperie y posteriormente se canalizarán por la fachada hacia un cuarto de contadores en la planta baja donde se conectarán a los inversores y estos a la instalación eléctrica del hotel.

Los cables elegidos para la instalación serán el TOPSOLAR PV ZZ-F / HZ2Z2-K para la parte de continua y el TOXFREE ZH RZ1-K(AS) para el tramo de alterna. El primero es un cable específicamente diseñado para instalaciones fotovoltaicas, permitiendo el diseño de sus materiales instalarlo a la intemperie, mientras que el segundo es una manguera libre de halógeno que cuenta con las tres fases, neutro y conexión a tierra.

Para la determinación de la sección de cable necesaria se tendrán en cuenta el criterio de la máxima caída de tensión admitida y el criterio de la sección mínima por calentamiento, tal y como se detalla en el Anexo I.

Con respecto a las protecciones contra intensidades se colocarán fusibles en la parte de continua y magnetotérmicos con su respectivo diferencial para la parte de alterna, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación, tal y como establece el Real Decreto 1663/2000. El dimensionamiento de las mismas se encuentra detallado en el Anexo I.

A continuación se muestran las secciones de cables para cada tramo, así como la intensidad nominal que deben tener las protecciones en cada tramo:

- *SunPower*

Desde	Hasta	S (mm ²)	I _n (A)
Fila 1	STP 15000TL-30 (1)	6	40
Fila 2	STP 15000TL-30 (1)	4	25
Fila 3	STP 15000TL-30 (1)	6	40
Fila 4	STP 15000TL-30 (1)	6	40
Fila 5	STP 15000TL-30 (2)	6	40
Fila 6	STP 15000TL-30 (2)	10	50
Fila 7	STP 15000TL-30 (2)	10	50
Fila 8	STP 15000TL-30 (2)	10	50
Fila 9	STP3.0-3AV-40	16	80
STP 15000TL-30 (1)	Caja de conexiones	10	40
STP 15000TL-30 (2)	Caja de conexiones	10	40
STP3.0-3AV-40	Caja de conexiones	2,5	16

- *Panasonic*

Desde	Hasta	S (mm ²)	I _n (A)
Fila 1	STP 15000TL-30 (1)	6	40
Fila 2	STP 15000TL-30 (1)	4	25

Fila 3	STP 15000TL-30 (1)	6	40
Fila 4	STP 15000TL-30 (1)	6	40
Fila 5	STP 15000TL-30 (2)	6	40
Fila 6	STP 15000TL-30 (2)	10	50
Fila 7	STP 15000TL-30 (2)	10	50
Fila 8	STP 15000TL-30 (2)	10	50
Fila 9	STP 15000TL-30 (2)	10	50
Fila 10	STP3.0-3AV-40	10	50
STP 15000TL-30 (1)	Caja de conexiones	10	40
STP 15000TL-30 (2)	Caja de conexiones	10	40
STP3.0-3AV-40	Caja de conexiones	2,5	16

- *Atersa*

Desde	Hasta	S (mm ²)	I _n (A)
Fila 1	STP 25000TL-30	10	50
Fila 2	STP 25000TL-30	10	50
Fila 3	STP 25000TL-30	16	80
Fila 4	STP 25000TL-30	16	80
Fila 5	STP 25000TL-30	16	80
Fila 6	STP6.0-3AV-40	16	80
Fila 7	STP6.0-3AV-40	35	125
STP 25000TL-30	Caja de conexiones	10	40
STP6.0-3AV-40	Caja de conexiones	10	40

- *Jinko*

Desde	Hasta	S (mm ²)	I _n (A)
Fila 1	STP3.0-3AV-40	16	80
Fila 2	STP 15000TL-30 (1)	10	50
Fila 3	STP 15000TL-30 (1)	10	50
Fila 4	STP 15000TL-30 (1)	10	50
Fila 5	STP 15000TL-30 (2)	16	80
Fila 6	STP 15000TL-30 (2)	16	80
Fila 7	STP 15000TL-30 (2)	16	80
STP 15000TL-30 (1)	Caja de conexiones	10	40
STP 15000TL-30 (2)	Caja de conexiones	10	40
STP3.0-3AV-40	Caja de conexiones	2,5	16

7.8 Puesta a tierra

El PCT del IDAE expone que “*todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra*”, a lo que añade que “*esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo*

con el Reglamento de Baja Tensión". Por su parte el REBT establece que "cuando otras instrucciones técnicas prescriban como obligatoria la puesta a tierra de algún elemento o parte de la instalación, dichas puestas a tierra se regirán por el contenido de la presente instrucción", por lo que se determinará la puesta a tierra tal y como se expone en este reglamento.

De esta manera para la puesta a tierra de la instalación se dispondrán 9 picas de acero cobreado de 2.5 metros de longitud y 18 milímetros de diámetro en paralelo, a una profundidad de 3 metros y separadas entre sí a la misma distancia. Además estas estarán conectadas entre sí por un anillo conductor de cobre de 24 metros y de 25 mm² de sección.

Nota: Para una información más detallada sobre el dimensionamiento de la instalación, cálculos y procedimiento a seguir, consultar el Anexo I: Dimensionamiento de la Instalación.

8 ENERGÍA GENERADA

Una vez dimensionada la instalación al completo se podrán estimar las pérdidas de la misma, necesarias para conocer el rendimiento energético de la instalación, o *performance ratio (PR)*, necesario a su vez para determinar la producción teórica esperada.

Este coeficiente expresa la eficiencia real de la instalación en condiciones reales de trabajo, teniendo en cuenta la eficiencia debida a la temperatura de célula, la eficiencia del cableado, las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad, las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia, la eficiencia energética del inversor, etc.

El cálculo de estas pérdidas se muestra con detalle en el Anexo I, a continuación únicamente se mostrará la magnitud de las mismas para el cálculo del coeficiente de rendimiento energético.

- *SunPower*

Mes	L_{pol}	L_{dis}	L_{ref}	$R_{to,var}$	L_{temp}	L_{cab}	ε_{inv}	PR
Enero	3,00%	2,00%	3,00%	92,21%	0,00%	0,50%	97,88%	0,898
Febrero					1,22%			0,887
Marzo					1,35%			0,886
Abril					2,16%			0,879
Mayo					2,45%			0,876
Junio					3,20%			0,869
Julio					4,73%			0,856
Agosto					4,64%			0,856
Septiembre					4,00%			0,862
Octubre					3,59%			0,866
Noviembre					2,26%			0,878
Diciembre					0,73%			0,891
Promedio	3,00%	2,00%	3,00%	92,21%	2,53%	0,50%	97,88%	0,875

- *Panasonic*

Mes	L_{pol}	L_{dis}	L_{ref}	$R_{to,var}$	L_{temp}	L_{cab}	ε_{inv}	PR
Enero	3,00%	2,00%	3,00%	92,21%	0,00%	0,50%	97,87%	0,898
Febrero					1,50%			0,884
Marzo					1,68%			0,883
Abril					2,44%			0,876
Mayo					2,72%			0,873
Junio					3,40%			0,867
Julio					4,86%			0,854
Agosto					4,74%			0,855
Septiembre					4,13%			0,861
Octubre					3,75%			0,864
Noviembre					2,52%			0,875
Diciembre					1,04%			0,889

Promedio	3,00%	2,00%	3,00%	92,21%	2,73%	0,50%	97,87%	0,873
-----------------	--------------	--------------	--------------	---------------	--------------	--------------	---------------	--------------

- *Atersa*

Mes	L_{pol}	L_{dis}	L_{ref}	$R_{to,var}$	L_{temp}	L_{cab}	ε_{inv}	PR
Enero					0,27%			0,897
Febrero					3,34%			0,869
Marzo					3,75%			0,865
Abril					5,11%			0,853
Mayo					5,62%			0,849
Junio	3,00%	2,00%	3,00%	92,21%	6,79%	0,50%	98,00%	0,838
Julio					9,41%			0,815
Agosto					9,12%			0,817
Septiembre					8,03%			0,827
Octubre					7,37%			0,833
Noviembre					5,24%			0,852
Diciembre					2,50%			0,877
Promedio	3,00%	2,00%	3,00%	92,21%	5,55%	0,50%	98,00%	0,849

- *Jinko*

Mes	L_{pol}	L_{dis}	L_{ref}	$R_{to,var}$	L_{temp}	L_{cab}	ε_{inv}	PR
Enero					0,00%			0,898
Febrero					2,59%			0,875
Marzo					2,90%			0,872
Abril					4,11%			0,861
Mayo					4,56%			0,857
Junio	3,00%	2,00%	3,00%	92,21%	5,62%	0,50%	97,86%	0,847
Julio					7,94%			0,827
Agosto					7,73%			0,828
Septiembre					6,76%			0,837
Octubre					6,16%			0,843
Noviembre					4,23%			0,860
Diciembre					1,85%			0,881
Promedio	3,00%	2,00%	3,00%	92,21%	4,54%	0,50%	97,86%	0,857

Una vez conocido el performance ratio para los diferentes meses del año para cada instalación se puede estimar la energía producida por cada instalación de acuerdo a la siguiente fórmula.

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}} [kWh/día]$$

Donde E_p es la energía producida, $G_{dm}(\alpha, \beta)$ es el valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en $kWh/(m^2 día)$, P_{mp} es la potencia pico de los módulos fotovoltaicos y G_{CEM} es la irradiancia en condiciones estándar de medida, es decir, $1 kW/m^2$.

Estos datos se muestran a continuación tal y como pide el PCT del IDAE:

- *SunPower*

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² día)]	$G_{dm}(0^\circ, 35^\circ)$ [kWh/(m ² día)]	PR	E_p [kWh/día]
Enero	1,6	2,04	0,898	63,28
Febrero	2,34	2,53	0,887	77,33
Marzo	3,62	4,38	0,886	133,96
Abril	4,62	5,18	0,879	157,15
Mayo	5,64	5,48	0,876	165,75
Junio	6,36	5,82	0,869	174,54
Julio	6,3	6,67	0,856	196,75
Agosto	5,71	6,88	0,856	203,37
Septiembre	4,9	5,40	0,862	160,57
Octubre	2,71	4,88	0,866	145,62
Noviembre	1,74	3,06	0,878	92,75
Diciembre	1,34	3,22	0,891	99,00
Promedio	3,91	4,63	0,875	139,17

- *Panasonic*

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² día)]	$G_{dm}(0^\circ, 35^\circ)$ [kWh/(m ² día)]	PR	E_p [kWh/día]
Enero	1,6	2,04	0,898	63,19
Febrero	2,34	2,53	0,884	76,99
Marzo	3,62	4,38	0,883	133,31
Abril	4,62	5,18	0,876	156,47
Mayo	5,64	5,48	0,873	165,03
Junio	6,36	5,82	0,867	173,90
Julio	6,3	6,67	0,854	196,18
Agosto	5,71	6,88	0,855	202,86
Septiembre	4,9	5,40	0,861	160,10
Octubre	2,71	4,88	0,864	145,15
Noviembre	1,74	3,06	0,875	92,36
Diciembre	1,34	3,22	0,889	98,54
Promedio	3,91	4,63	0,873	138,67

- *Atersa*

<i>Mes</i>	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² día)]	$G_{dm}(0^\circ, 35^\circ)$ [kWh/(m ² día)]	<i>PR</i>	E_p [kWh/día]
<i>Enero</i>	1,6	2,04	0,897	63,10
<i>Febrero</i>	2,34	2,53	0,869	75,66
<i>Marzo</i>	3,62	4,38	0,865	130,67
<i>Abril</i>	4,62	5,18	0,853	152,40
<i>Mayo</i>	5,64	5,48	0,849	160,33
<i>Junio</i>	6,36	5,82	0,838	168,02
<i>Julio</i>	6,3	6,67	0,815	187,05
<i>Agosto</i>	5,71	6,88	0,817	193,79
<i>Septiembre</i>	4,9	5,40	0,827	153,79
<i>Octubre</i>	2,71	4,88	0,833	139,88
<i>Noviembre</i>	1,74	3,06	0,852	89,91
<i>Diciembre</i>	1,34	3,22	0,877	97,21
<i>Promedio</i>	3,91	4,63	0,849	134,32

- *Jinko*

<i>Mes</i>	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² día)]	$G_{dm}(0^\circ, 35^\circ)$ [kWh/(m ² día)]	<i>PR</i>	E_p [kWh/día]
<i>Enero</i>	1,6	2,04	0,898	65,36
<i>Febrero</i>	2,34	2,53	0,875	78,77
<i>Marzo</i>	3,62	4,38	0,872	136,19
<i>Abril</i>	4,62	5,18	0,861	159,09
<i>Mayo</i>	5,64	5,48	0,857	167,50
<i>Junio</i>	6,36	5,82	0,847	175,75
<i>Julio</i>	6,3	6,67	0,827	196,36
<i>Agosto</i>	5,71	6,88	0,828	203,27
<i>Septiembre</i>	4,9	5,40	0,837	161,07
<i>Octubre</i>	2,71	4,88	0,843	146,39
<i>Noviembre</i>	1,74	3,06	0,860	93,86
<i>Diciembre</i>	1,34	3,22	0,881	101,10
<i>Promedio</i>	3,91	4,63	0,857	140,39

Los valores de $G_{dm}(\alpha, \beta)$ se obtienen de la herramienta *PVGIS*, mientras que los de $G_{dm}(0)$ a partir del Atlas de Radiación Solar de España del Aemet como se muestra a continuación.

9 TÉRMINOS ECONÓMICOS

Dimensionada la instalación y determinada su producción energética, el siguiente paso con la finalidad de conocer la rentabilidad del proyecto es conocer la inversión inicial de cada instalación, el ahorro producido por las mismas y sus costes a lo largo de la vida del proyecto, la cual se toma en 25 años para una instalación de este tipo.

La inversión inicial necesaria se conocerá mediante la elaboración del presupuesto teniendo en cuenta los materiales y la mano de obra necesaria para la puesta en marcha de la instalación. Por su parte el ahorro se obtendrá como la energía que se evita comprar de la red eléctrica, y además de la compensación de los excedentes de la producción vertidos a la red. Finalmente los costes serán los relativos al mantenimiento de la instalación.

Una vez obtenidos estos datos se podrá determinar la rentabilidad económica de cada instalación, pudiendo posteriormente comparar estos resultados para determinar que instalación es la más conveniente para este caso de estudio.

9.1 Inversión inicial

Como ya se dijo, la manera de conocer la inversión inicial necesaria para la puesta en marcha de la instalación será la elaboración del presupuesto de la misma. La elaboración de los presupuestos de cada una de las cuatro instalaciones de estudio se encuentra detallado en el Documento VI. Presupuesto, a continuación simplemente se mostrará el resumen por capítulos de estos presupuestos, con los respectivos importes de ejecución material, de ejecución y de contrata, el cual se corresponderá con la inversión inicial.

- *SunPower*

RESUMEN POR CAPÍTULO		
CI.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	46.354,98 €
CII.	SOPORTES	4.461,45 €
CIII.	INVERSORES	7.764,85 €
CIV.	CABLEADO	1.870,14 €
CV.	CANALIZACIONES	232,75 €
CVI.	PROTECCIONES	1.672,53 €
CVII.	PUESTA A TIERRA	413,29 €
CVIII.	CONTADOR	402,95 €

IMPORTE DE EJECUCIÓN MATERIAL	63.172,95 €
13% Gastos de Contrata	8.212,48 €
6% Beneficio Industrial	3.790,38 €
IMPORTE DE EJECUCIÓN	75.175,81 €
21% IVA	15.786,92 €
IMPORTE DE CONTRATA	90.962,73 €

- *Panasonic*

RESUMEN POR CAPÍTULOS		
CI.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	31.213,23 €
CII.	SOPORTES	4.708,25 €
CIII.	INVERSORES	7.764,85 €
CIV.	CABLEADO	2.060,26 €
CV.	CANALIZACIONES	232,75 €
CVI.	PROTECCIONES	1.689,99 €
CVII.	PUESTA A TIERRA	413,29 €
CVIII.	CONTADOR	402,95 €

IMPORTE DE EJECUCIÓN MATERIAL	48.485,56 €
13% Gastos de Contrata	6.303,12 €
6% Beneficio Industrial	2.909,13 €
IMPORTE DE EJECUCIÓN	57.697,82 €
21% IVA	12.116,54 €
IMPORTE DE CONTRATA	69.814,36 €

- *Atersa*

RESUMEN POR CAPÍTULOS		
CI.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	27.209,60 €
CII.	SOPORTES	5.417,95 €
CIII.	INVERSORES	5.239,40 €
CIV.	CABLEADO	2.244,14 €
CV.	CANALIZACIONES	225,70 €
CVI.	PROTECCIONES	1.278,48 €
CVII.	PUESTA A TIERRA	413,29 €
CVIII.	CONTADOR	402,95 €

IMPORTE DE EJECUCIÓN MATERIAL	42.431,51 €
13% Gastos de Contrata	5.516,10 €
6% Beneficio Industrial	2.545,89 €
IMPORTE DE EJECUCIÓN	50.493,50 €
21% IVA	10.603,64 €
IMPORTE DE CONTRATA	61.097,14 €

- Jinko

RESUMEN POR CAPÍTULOS		
CI.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	27.807,28 €
CII.	SOPORTES	5.389,78 €
CIII.	INVERSORES	7.764,85 €
CIV.	CABLEADO	1.633,25 €
CV.	CANALIZACIONES	232,75 €
CVI.	PROTECCIONES	1.664,04 €
CVII.	PUESTA A TIERRA	413,29 €
CVIII.	CONTADOR	402,95 €

IMPORTE DE EJECUCIÓN MATERIAL	45.308,19 €
13% Gastos de Contrata	5.890,06 €
6% Beneficio Industrial	2.718,49 €
IMPORTE DE EJECUCIÓN	53.916,74 €
21% IVA	11.322,52 €
IMPORTE DE CONTRATA	65.239,26 €

Como se puede observar el grueso de la inversión inicial se corresponde a los módulos fotovoltaicos que suponen entre un 60% y un 70% de la inversión inicial.

9.2 Ahorro

El ahorro dependerá tanto de la energía producida como del precio de compra de la electricidad y del precio de compensación de la energía producida en exceso. El cálculo de este se encuentra con detalle en el Anexo II.

La energía producida por la instalación se calculó previamente y esta se muestra en la siguiente tabla:

	SunPower	Panasonic	Atersa	Jinko
Mes	E_p (kWh/día)	E_p (kWh/día)	E_p (kWh/día)	E_p (kWh/día)
Enero	63,28	63,19	63,10	65,36
Febrero	77,33	76,99	75,66	78,77
Marzo	133,96	133,31	130,67	136,19
Abril	157,15	156,47	152,40	159,09
Mayo	165,75	165,03	160,33	167,50
Junio	174,54	173,90	168,02	175,75
Julio	196,75	196,18	187,05	196,36
Agosto	203,37	202,86	193,79	203,27
Septiembre	160,57	160,10	153,79	161,07
Octubre	145,62	145,15	139,88	146,39
Noviembre	92,75	92,36	89,91	93,86
Diciembre	99,00	98,54	97,21	101,10

Promedio	139,17	138,67	134,32	140,39
----------	--------	--------	--------	--------

Sin embargo hay que tener en cuenta que el rendimiento de los módulos se verá reducido con los años, por lo que la producción de estos bajará con el paso de los años. Para tener en cuenta esta reducción en la producción se tiene en cuenta la garantía de producción de los módulos ofrecida por el fabricante.

Una vez se conoce la energía producida a lo largo de la vida del proyecto y su relación con la demanda, se puede determinar qué cantidad de energía evita un consumo energético exterior que habría que pagar, y que por tanto se generaría un ahorro al no hacerlo, y qué parte serían excesos de producción que se vendería a un precio estipulado. Esta diferenciación es muy importante ya que los precios de esta energía serán muy diferentes, siendo mucho mayor el de compra de electricidad de las empresas distribuidoras que el de su venta a la red.

Como se observa en la siguiente figura correspondiente a la producción de la instalación con módulos de la marca *Atersa*, la parte destacada en verde será la energía que la instalación fotovoltaica evitará que se tenga que comprar electricidad del exterior, mientras que la parte destacada en amarillo serán los excedentes de producción que se verterán a la red a cambio de una compensación económica.

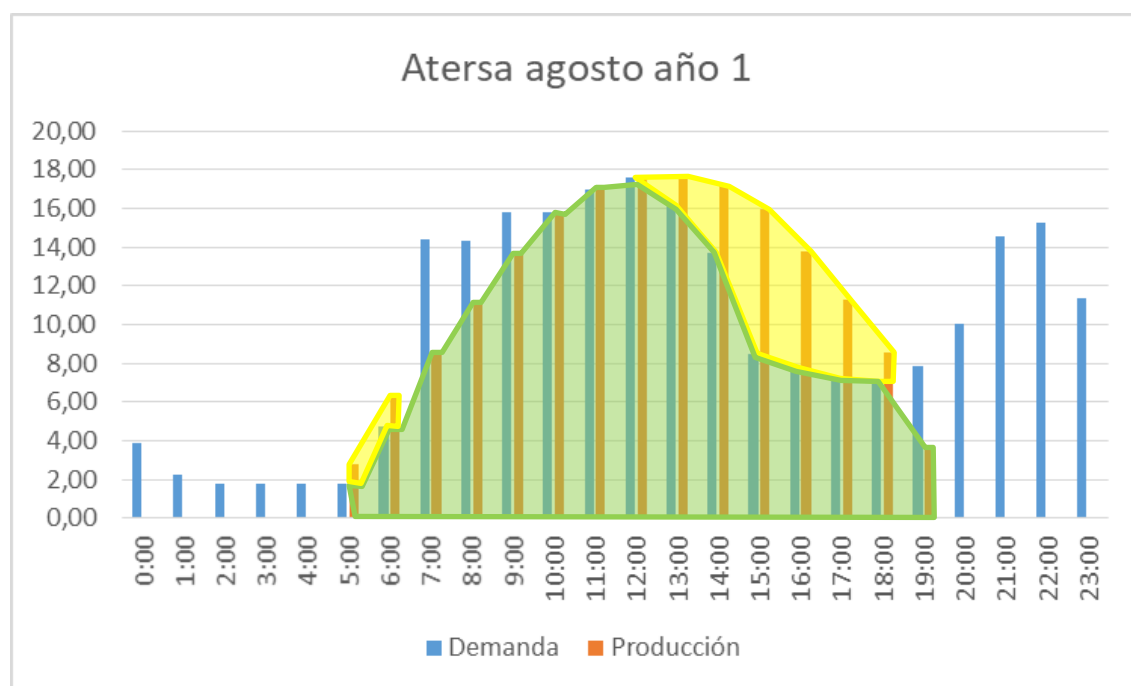


Figura 14. Energía producida lo largo del día en el mes más favorable del primer año por la instalación Atersa. Autoabastecimiento y excedentes.

Por su parte para el peor mes del año toda la energía producida irá destinada al consumo, como se muestra en la siguiente figura para el mismo ejemplo.

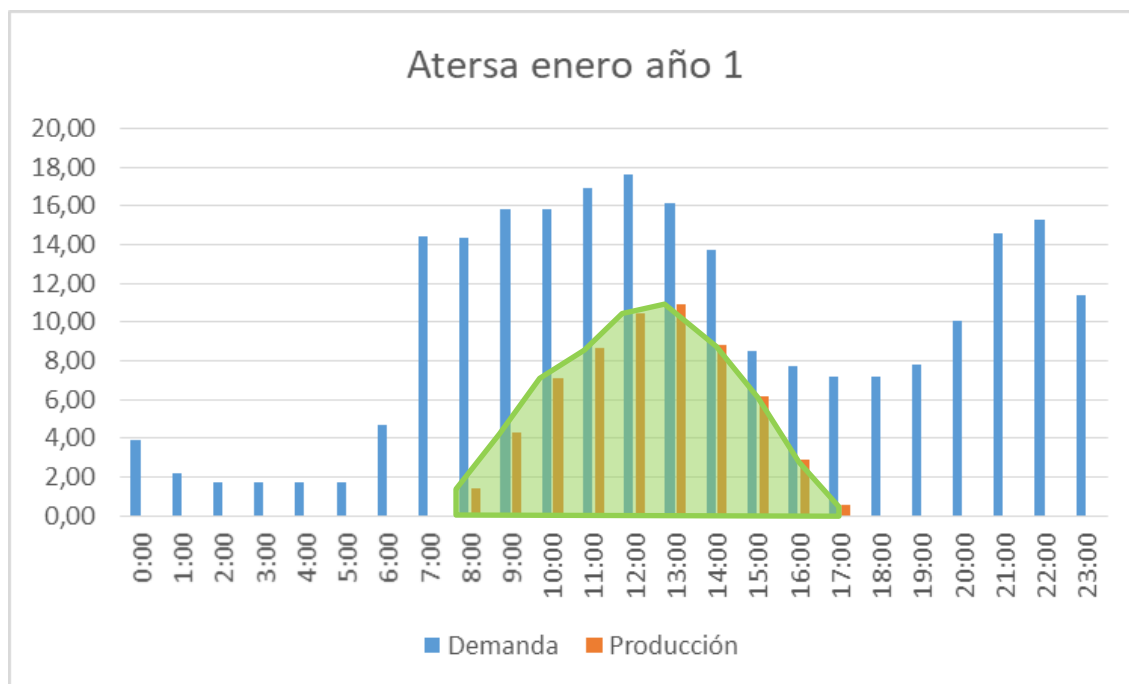


Figura 15. Energía producida lo largo del día en el mes menos favorable del primer año por la instalación Atersa. Autoabastecimiento y excedentes.

Para determinar el ahorro quedará por conocer los precios de compra de la electricidad. Para ello se toman como referencia los precios la tarifa 3.0 de Iberdrola, una compañía conocida mundialmente. La elección de la tarifa 3.0 es debido a que esta es la ofrecida a aquellos clientes con una potencia contratada superior a los 15 kW, lo cual es el caso ya que el consumo pico es mayor.

Precios Plan 3.0 de Iberdrola 2019			
Término	Periodo punta	Periodo valle	Periodo supervalle
Término de potencia	42,2030€/kW/año	25,6013€/kW/año	18,2114€/kW/año
Término de energía	0,1278€/kWh	0,1101€/kWh	0,0831€/kWh

Horarios tarifa de acceso 3.0		
Periodo	Invierno	Verano
Punta	18:00-22:00h	11:00-15:00h
Valle	22:00-00:00h y 08:00-18:00h	15:00-00:00h y 08:00-11:00h
Supervalle	00:00-08:00h	00:00-08:00h

Figura 16. Tarifa eléctrica de referencia.

Como se observa, los precios de esta tarifa varían según el período horario y la estación en que se consuma, por lo que el ahorro que conlleva la energía generada por la instalación fotovoltaica también lo hará.

Además para el precio de compra de la electricidad a la eléctrica se supondrá una evolución en el precio siguiendo la tendencia de los últimos años. Para ello, se ha recurrido a

la Red Eléctrica de España, en concreto a la web del operador del sistema eSios de donde se toman los precios de la electricidad desde abril del 2014 hasta julio del 2019, obteniendo su línea de tendencia que servirá para determinar los precios futuros de cara al análisis de rentabilidad de este proyecto. La pendiente de la línea de tendencia obtenida es de 1.1928%, por lo que este será la subida considerada para el precio de la electricidad.

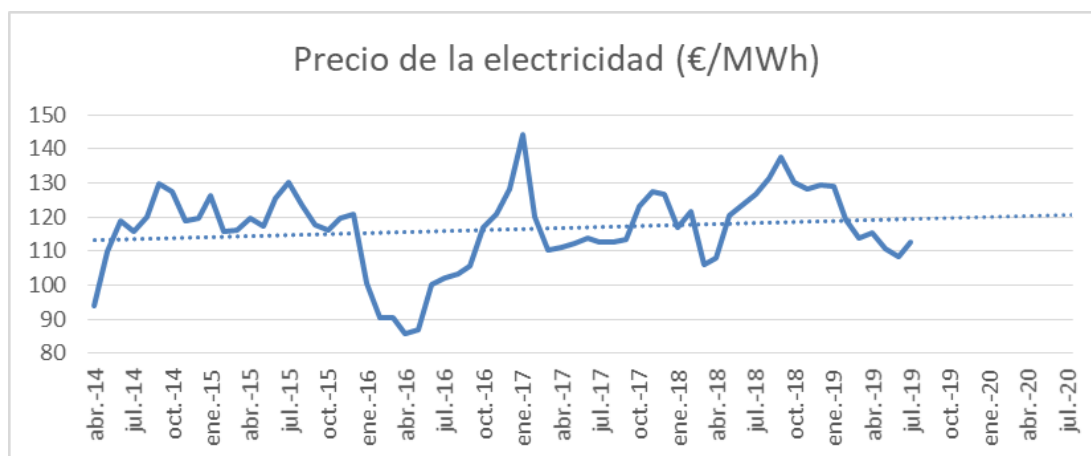


Figura 17. Evolución del precio de la electricidad.

Por su parte, para el caso de la compensación de la energía excedentaria, al no haber datos concretos del contrato que ofrecería la misma compañía a la que se compra energía se toman nuevamente los datos ofrecidos por la Red Eléctrica de España en la web del operador del sistema eSios, donde se publica diariamente el precio del MWh con el que se compensará a los autoconsumidores que viertan a la red la energía excedentaria. Se toma el historial de datos disponibles, desde el 1 de abril de 2019, fecha en que se empiezan a publicar estos datos, hasta el 31 de julio del mismo año, fecha anterior a la entrega de este proyecto. Con este historial se hace una media del precio por hora del día, obteniendo los siguientes precios:

Hora	(€/MWh)
0:00	50,84
1:00	47,74
2:00	45,17
3:00	44,27
4:00	44,11
5:00	45,21
6:00	47,03
7:00	49,20
8:00	51,57
9:00	52,38
10:00	51,96
11:00	51,67
12:00	51,84
13:00	51,44
14:00	49,65
15:00	47,56
16:00	46,37
17:00	46,44

18:00	46,91
19:00	48,40
20:00	51,08
21:00	54,32
22:00	53,30
23:00	50,61

Con respecto a los precios de compensación por vertido de excedentes se tomarán constantes en el tiempo, ante la falta de un histórico de datos amplio, debido a su reciente implantación, que permita hacer una predicción futura.

En referencia al cálculo del ahorro también habrá que tener en cuenta los impuestos, en el caso de no comprarla se ahorra el impuesto a la electricidad, del 5.113% y el IVA, que asciende al 21%. Por su parte para la venta de excedentes el estará exenta de pagar los peajes de acceso al sistema eléctrico según establece el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, que de la misma forma que expone que *“sobre las cantidades a facturar antes de impuestos, deberá descontarse el término de la energía horaria excedentaria”*, por lo que al descontarse la cantidad económica debido a la energía excedentaria antes de aplicarse los impuestos, tampoco se pagarán impuestos por razón a esa cantidad.

Teniendo en cuenta lo anterior estos serían los ahorros obtenidos por cada una de las cuatro instalaciones fotovoltaicas a lo largo de la vida del proyecto.

	SunPower		Panasonic		Atersa		Jinko	
Año	Ahorro	Vertido	Ahorro	Vertido	Ahorro	Vertido	Ahorro	Vertido
1	4.979,23 €	214,07 €	5.025,66 €	235,05 €	4.954,23 €	190,21 €	5.079,93 €	253,59 €
2	4.979,23 €	214,07 €	5.012,93 €	229,41 €	4.933,77 €	182,09 €	5.062,27 €	243,72 €
3	4.979,23 €	214,07 €	5.000,12 €	223,82 €	4.912,01 €	174,53 €	5.044,07 €	234,08 €
4	4.979,23 €	214,07 €	4.987,30 €	218,22 €	4.889,71 €	167,21 €	5.025,43 €	224,61 €
5	4.979,23 €	214,07 €	4.974,49 €	212,62 €	4.866,95 €	160,11 €	5.005,33 €	215,75 €
6	4.967,80 €	209,08 €	4.961,67 €	207,02 €	4.843,81 €	153,18 €	4.985,06 €	206,98 €
7	4.956,36 €	204,09 €	4.948,76 €	201,46 €	4.819,76 €	146,64 €	4.964,79 €	198,20 €
8	4.944,81 €	199,15 €	4.935,61 €	196,01 €	4.795,09 €	140,40 €	4.944,30 €	189,53 €
9	4.933,07 €	194,29 €	4.922,25 €	190,66 €	4.770,04 €	134,30 €	4.923,19 €	181,13 €
10	4.921,14 €	189,52 €	4.908,75 €	185,37 €	4.744,86 €	128,25 €	4.900,43 €	173,46 €
11	4.909,01 €	184,84 €	4.895,12 €	180,14 €	4.719,07 €	122,45 €	4.877,34 €	165,92 €
12	4.896,85 €	180,18 €	4.881,40 €	174,96 €	4.692,48 €	116,98 €	4.853,75 €	158,62 €
13	4.884,62 €	175,55 €	4.867,13 €	170,01 €	4.665,57 €	111,63 €	4.829,57 €	151,58 €
14	4.871,92 €	171,12 €	4.852,29 €	165,30 €	4.638,32 €	106,41 €	4.804,41 €	144,97 €
15	4.858,81 €	166,86 €	4.837,21 €	160,70 €	4.610,28 €	101,54 €	4.778,78 €	138,58 €

16	4.845,45 €	162,72 €	4.821,83 €	156,23 €	4.581,21 €	97,12 €	4.752,90 €	132,28 €
17	4.831,91 €	158,65 €	4.806,25 €	151,85 €	4.551,61 €	92,93 €	4.726,72 €	126,10 €
18	4.818,08 €	154,72 €	4.790,48 €	147,56 €	4.521,66 €	88,88 €	4.699,69 €	120,26 €
19	4.804,18 €	150,81 €	4.774,33 €	143,45 €	4.491,57 €	84,88 €	4.672,13 €	114,64 €
20	4.789,99 €	147,04 €	4.757,96 €	139,42 €	4.461,02 €	81,07 €	4.644,28 €	109,13 €
21	4.775,60 €	143,37 €	4.741,58 €	135,40 €	4.430,02 €	77,47 €	4.615,69 €	103,95 €
22	4.760,99 €	139,78 €	4.724,92 €	131,49 €	4.399,01 €	73,88 €	4.586,21 €	99,15 €
23	4.746,38 €	136,19 €	4.708,15 €	127,62 €	4.367,99 €	70,29 €	4.555,78 €	94,76 €
24	4.731,66 €	132,64 €	4.691,32 €	123,77 €	4.336,62 €	66,84 €	4.524,88 €	90,56 €
25	4.716,70 €	129,19 €	4.674,18 €	120,06 €	4.304,76 €	63,61 €	4.493,88 €	86,40 €

Como se observa, aunque a lo largo de los años la producción eléctrica de los módulos decrezca, el aumento progresivo del precio de la electricidad hace que en términos económicos el ahorro se mantenga prácticamente inalterable.

9.3 Costes

Los costes de explotación de la instalación se resumen a sus costes de mantenimiento, el cual se explica en el Anexo II.

Ante la ausencia de datos de referencia se tomará como coste de mantenimiento 10€ por panel y año y un 3% del coste de los inversores también anual.

En la siguiente tabla se observa los costes anuales de mantenimiento estimados para cada instalación.

	<i>Coste mantenimiento</i>
<i>SunPower</i>	1.232,95 €
<i>Panasonic</i>	1.292,95 €
<i>Atersa</i>	1.457,18 €
<i>Jinko</i>	1.552,95 €

9.4 Rentabilidad

Teniendo en cuenta la inversión inicial del proyecto, el ahorro obtenido cada año gracias a la instalación y los costes relativos al mantenimiento de la se puede extraer el cash flow del proyecto, el cual nos permitirá calcular índices que expresen la rentabilidad como son el VAN, la TIR y el período de recuperación o “payback”, es decir, el año a partir del cual la instalación comienza a ser rentable. Para más información hacer de los flujos de caja de caja proyecto se puede consultar el Anexo III, aquí únicamente se mostrarán los índices de rentabilidad obtenidos para cada proyecto. Estos se recogen en la siguiente tabla:

	<i>SunPower</i>	<i>Panasonic</i>	<i>Atersa</i>	<i>Jinko</i>
VAN	62.886,63 €	81.850,75 €	76.748,42 €	77.538,43 €
TIR	4,32%	6,80%	7,32%	6,96%
Payback	16 años	13 años	12 años	12 años

Como se puede observar la instalación que obtiene el VAN mayor es la que utiliza módulos de la marca *Panasonic*, seguida muy de cerca por las instalaciones que utilizan módulos *Jinko* y *Atersa* respectivamente, lejos queda la instalación de paneles de la marca *SunPower*, el alto precio pagado por estos, es un hándicap importante a la hora de obtener una rentabilidad mayor, que no consigue ser incrementada por la mayor eficiencia de estos paneles.

Por otra parte, las instalaciones que más rápido recuperaran la inversión, es decir, que más pronto obtendrán beneficios son la de *Atersa* y *Jinko*, donde la de *Atersa* obtiene una mejor TIR y la *Jinko* un VAN ligeramente mayor

En cualquiera de los casos parece claro decir que la instalación de paneles *SunPower* es la menos recomendable, en términos de rentabilidad económica, al menos sobre el papel.

A la hora de decidirse por una de las tres instalaciones restantes habrá que tener en cuenta las preferencias del cliente: si lo que se quiere es obtener la mayor rentabilidad posible a lo largo de toda la vida del proyecto, la instalación elegida debería ser la de módulos *Panasonic* ya que es la que cuenta con el mayor VAN, mientras que, si por el contrario, lo que se quisiera es recuperar la inversión en el menor tiempo posible la elegida debería ser la instalación de módulos *Atersa*, ya que aunque se empiezan a obtener beneficios en el año doce igual que en la de paneles *Jinko*, los beneficios de la primera en este año son mayores.

En conclusión las instalaciones de paneles *Panasonic* y *Atersa* son las dos más recomendables a elegir dependiendo del criterio, por lo que se considera interesante conocer su rentabilidad en caso de financiar parte de la instalación mediante un crédito bancario, de modo que de esta forma la inversión inicial sea menor en detrimento de obtener menores beneficios durante los primeros años de vida del proyecto a consecuencia de la amortización del crédito y de los pagos de los correspondientes intereses.

Los términos del crédito considerado serán los siguientes:

A financiar	50%
Comisión de apertura	1%
Corretaje	0,5%
Intereses	8%
Años	10

De igual manera que para el caso sin financiar con estos datos se determinan los flujos de caja del proyecto, que se pueden observar en el mismo Anexo II, para obtener los índices de rentabilidad de estas dos instalaciones en caso de usar la financiación para su puesta en marchas. A continuación se muestran estos nuevos índices de rentabilidad obtenidos en comparación con los del proyecto sin financiar.

	Panasonic	Atersa
Sin financiación		
VAN	81.850,75 €	76.748,42 €
TIR	6,80%	7,32%
Payback	13 años	12 años
Con financiación		
VAN	68.491,03 €	65.056,84 €
TIR	6,95%	7,66%
Payback	15 años	14 años

Como se puede observar VAN de ambas instalaciones se ve disminuido para el caso en que se toma la financiación, lo que es lógico, ya que habrá que devolver el dinero prestado, por lo que su período de recuperación también será ligeramente mayor, dos años concretamente, por el mismo motivo. Sin embargo se observa que la TIR se ve ligeramente incrementada, esto puede ser debido a la reducción del pago de impuesto de sociedades por parte de la actividad hotelera al tener los gastos de pago de los intereses bancarios, reduciendo así los beneficios del flujo de caja, y pagando por tanto una cantidad menor por el impuesto de sociedades, lo cual podría resultar atractivo.

De igual manera que para el caso sin financiación la instalación con módulos *Panasonic* resultará ligeramente más atractiva si el objetivo es obtener una mayor rentabilidad a lo largo de la vida, mientras que por el contrario la instalación con módulos *Atersa* lo será si lo que se prioriza es la recuperación de la inversión en el menor tiempo posible. En ambos casos el proyecto sigue siendo rentable económicamente hablando.

Por último, resulta de interés estudiar el caso en que se consiguiese una subvención por parte del estado o alguna organización gubernamental, al tratarse de la implantación de una instalación que genera una energía limpia, lo que resulta beneficioso para toda la sociedad.

Estas ayudas o subvenciones son diferentes para cada comunidad autónoma, y aunque a fecha de realización de este proyecto no se encuentra ninguna ayuda en plazo para su solicitud, sí han existido recientemente este año, por lo que se tomará como referencia esta para ver la rentabilidad del proyecto en este caso. Esta ayuda fue ofrecida por el Instituto Energético de Galicia (INEGA), y estaba destinada a la administración local, entidades sin ánimo de lucro, empresas, autónomos y universidades públicas de Galicia.

La cuantía máxima de ayuda para el caso de empresas será del 25%, pudiéndose ver incrementada en 20 puntos porcentuales para el caso de pequeñas empresas y en 10 puntos porcentuales para el caso de medianas empresas, con una cuantía máxima de 50.000€.

Tomando como referencia esta ayuda se estudiará como influiría en la rentabilidad de las dos instalaciones más favorables de este estudio, suponiendo que se obtuviese una ayuda del 25% de la inversión inicial. De igual manera que para el caso anterior, a continuación se muestran los nuevos índices de rentabilidad obtenidos en comparación con los anteriores, para más información se podrá consultar el Anexo II.

	Panasonic	Atersa
Sin financiación		
VAN	81.850,75 €	76.748,42 €
TIR	6,80%	7,32%
Payback	13 años	12 años
Con financiación		
VAN	68.491,03 €	65.056,84 €
TIR	6,95%	7,66%
Payback	15 años	14 años
CON SUBVENCIÓN		
Sin financiación		
VAN	99.304,34 €	92.022,71 €
TIR	10,09%	10,76%
Payback	10 años	9 años
Con financiación		
VAN	89.284,55 €	83.254,02 €
TIR	11,49%	12,50%
Payback	12 años	11 años

Como se observa la presencia de una subvención para la instalación de energía fotovoltaica mejora significativamente la rentabilidad del proyecto, aumentando el VAN un 20% aproximadamente para el caso de no usar financiación y hasta un 30% en el caso de usar la financiación. Además el período de recuperación de la inversión inicial se ve reducido en hasta tres años con la presencia de una subvención del 25% de la inversión inicial, situándose en 9 años para el caso más favorable, haciendo de esta manera la instalación mucho más atractiva para el cliente.

9.5 Conclusión

Se concluye que la instalaciones más rentables económicamente son las que utilizan módulos fotovoltaicos *Panasonic VBHN325SJ47* y *Atersa A-265P* y que la elección de una u otra, se basará en el criterio del cliente sobre obtener una mayor rentabilidad o ahorro a largo de la vida del proyecto o por si el contrario, se prefiere recuperar cuanto antes la inversión inicial a expensas de un menor ahorro global en el ciclo de vida de la instalación, tomando preferencia por una u otra opción se recomienda la instalación de *Panasonic* o *Atersa*, respectivamente.

También se puede decir que la financiación de parte de la inversión sigue manteniendo rentable la instalación, aunque en este caso la recuperación de la inversión inicial se demorará hasta pasada la mitad de la vida del proyecto, aunque si podría ser interesante desde el punto de vista fiscal, ya que debido al pago de los intereses del crédito se podría reducir la tributación debida a los beneficios de la explotación hotelera.

Por último destacar que el poder conseguir una subvención por parte de la comunidad autónoma mejoraría significativamente la rentabilidad de la instalación pudiendo bajar el período de recuperación del capital invertido a menos de diez años.

10 CONCLUSIONES

Una vez concluidos todos los cálculos relativos a este trabajo en el que se han comparado cuatro instalaciones fotovoltaicas con diferentes tipos de paneles para satisfacer la mayor demanda energética posible de un hotel se pueden extraer las siguientes conclusiones.

- La implantación de una instalación de este tipo podría llegar a suponer un autoconsumo eléctrico de hasta un 80% de la energía total consumida a lo largo de un día en el mes más favorable de producción y de alrededor de la cuarta parte de la electricidad consumida en el caso de un día del mes más desfavorable respecto a la producción, suponiendo esto algo más del 50% del total del consumo anual, lo que supondría evitar comprar más de 40 MWh de electricidad anualmente. Teniendo en cuenta que la emisión específica de CO₂ que se tendría si se produjese la electricidad con un grupo convencional de carbón sería de aproximadamente una tonelada por MWh, y con ciclo combinado de gas de unas 0,35 toneladas/MWh, se estaría evitando echar a la atmósfera entre 14 y 40 toneladas de dióxido de carbono anuales, lo que a lo largo de los 25 años de vida del proyecto serían entre 350 y 1000 toneladas de CO₂ las que se podría evitar echar a la atmosfera, teniendo en cuenta claro está que toda la energía comprada fuese de origen no renovable.
- La elección del módulo fotovoltaico a utilizar en la instalación no es algo taxativo, sino que esto dependerá del criterio del cliente, ya que esto dependerá de lo que se priorice sobre la inversión entre otras cosas, si una mayor rentabilidad a largo plazo o la recuperación del capital en el menor tiempo posible, incluso las limitaciones de espacio pueden hacer que elegir un módulo más eficiente, y por tanto más caro, fuese más rentable, ya que de otro modo se podría ver limitada la producción. Lo que parece claro, al menos sobre el papel, es que la eficiencia en proporción al precio es la mejor opción, ya que basar la elección simplemente en la eficiencia sin prestar atención al precio puede bajar enormemente la rentabilidad de la instalación.
- Respecto al marco legal, las modificaciones traídas respecto a estas instalaciones por Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, y el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, en los que se deroga la limitación de la potencia instalada hasta la potencia contratada, que en este caso podría suponer una producción eléctrica de prácticamente la mitad, la exención de cargos y peajes, la posibilidad de obtener una compensación por el vertido de excedentes a la red y la simplificación del registro de las instalaciones de autoconsumo hacen que se vea favorecido el autoconsumo y la transición energética con el fin de obtener una mayor producción libre de contaminantes.
- Aunque se pueda verter la energía excedentaria a la red a cambio de una compensación, no se debe ver esto como la finalidad de la instalación, ya que la producción de energía con instalaciones fotovoltaicas para su venta por parte de particulares no es un negocio rentable, ya que el precio de la producción puede ser mayor al de venta.
- Cabe ver como la implantación de más instalaciones de autoconsumo afectará al precio de la electricidad, ya que a mayores instalaciones de autoconsumo mayor será la energía eléctrica generada y menor será la demanda de esta a las distribuidoras eléctricas, por lo que el precio de esta podría verse reducido.
- Por último mencionar que las nuevas reglamentaciones la energía fotovoltaica puede ser una buena alternativa en el marco energético nacional, ya que como se mostró en este trabajo, esta es rentable para el autoconsumo, y la zona estudiada es una zona donde el recurso energético del sol, a pesar, de no ser malo, es de los más bajos de todo el territorio nacional, por lo que la rentabilidad de una instalación de este tipo en el sur de la península o en Canarias, donde el recurso energético es mucho mayor, también será mucho mayor.

- Además, como se deduce en los presupuestos de la instalación, el grueso de la inversión inicial son los módulos fotovoltaicos, por lo que una reducción en sus precios a medida que entra más competencia en el mercado y se mejora esta tecnología, hará que las instalaciones sean cada vez más rentables, de igual manera que una subida en el precio de la electricidad, lo que supondría un mayor ahorro económico por parte de esta instalaciones y por tanto aumentaría su rentabilidad. Estas dos variables, el precio de los módulos y el precio de la electricidad, junto con el recurso energético de la zona son las variables que determinarán la viabilidad y rentabilidad del proyecto.

Ferrol, Septiembre de 2019

Fdo: Ruben Ferradás Castelo

BIBLIOGRAFÍA

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- REAL DECRETO 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Reglamento Electrotécnica para Baja Tensión e ITC. Edición actualizada a 10 de abril de 2019.
- PCT-C-REV - julio 2011, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, IDAE.
- GUÍA-BT-19: Guía Técnica de Aplicación: Instalaciones Interiores. Instalaciones Interiores o Receptoras. Prescripciones Generales.
- UNE-EN 12464-1 de Iluminación de Lugares de Trabajo.
- “Electricidad solar: Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos”, de Eduardo Lorenzo.
- https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html Último acceso 13 de Agosto de 2019.
- <https://www.sunnydesignweb.com/sdweb/#/Home> Último acceso 10 de Agosto de 2019.
- <https://www.ree.es/es> Último acceso 21 de Agosto de 2019.
- <https://www.esios.ree.es/es?locale=es> Último acceso 15 de Agosto de 2019.
- https://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar/atlas_de_radiacion_24042012.pdf Último acceso 4 de Agosto de 2019.
- <https://es.climate-data.org/europe/espana/galicia/ferrol-14825/> Último acceso 4 de Agosto de 2019.
- <https://www.sfe-solar.com/> Último acceso 3 de Septiembre de 2019.
- <https://www.ocu.org/> Último acceso 28 de Julio de 2019.
- <https://www.businessinsider.es/5-paneles-solares-potentes-dar-salto-autoconsumo-460585> Último acceso 26 de Julio de 2019.
- <http://www.generadordeprecios.info/> Último acceso 21 de Agosto de 2019.
- https://www.merkasol.com/epages/62387086.sf/es_ES/?ObjectPath=Categories Último acceso 18 de Agosto de 2019.
- https://dam-assets.fluke.com/s3fs-public/9902802_ENG_A_W.PDF Último acceso 20 de Agosto de 2019.
- <https://tarifaluzhora.es/comparador/tarifas-electricas/3-0> Último acceso 23 de Agosto de 2019.
- http://www.inega.gal/subvencions/subvencions/Energiasrenovables/2019/ficha_renovables2019_0005.html Último acceso 4 de Septiembre de 2019.
- <https://www.youtube.com/watch?v=sNYomu95t6o> Último acceso 28 de Julio de 2019.
- https://www.youtube.com/watch?v=9FCfVQRwY_w Último acceso 28 de Julio de 2019.



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

**TRABAJO FIN DE MÁSTER
CURSO 2018/19**

*ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN DE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE UN HOTEL*

Máster en Ingeniería Industrial

Documento II

ANEXOS



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

**TRABAJO FIN DE MÁSTER
CURSO 2018/19**

*ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN DE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE UN HOTEL*

Máster en Ingeniería Industrial

Anexo I

DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

ÍNDICE

1 Objeto	4
2 Predicción de consumo	5
3 Selección del módulo fotovoltaico	13
4 Orientación e inclinación	14
5 Dimensionamiento	18
6 Elección del inversor o inversores.....	22
7 Disposición de los módulos fotovoltaicos	27
8 Dimensionamiento del cableado	31
9 Canalizaciones.....	38
10 Protecciones	39
10.1 Protecciones contra sobreintensidades.....	39
10.2 Protecciones contra sobretensiones	42
11 Puesta a tierra.....	44
12 Cálculo de pérdidas	46
12.1 Pérdidas por polvo.....	46
12.2 Pérdidas por dispersión	46
12.3 Pérdidas por reflectancia angular espectral	47
12.4 Pérdidas por temperatura	47
12.5 Pérdidas por cableado	49
12.6 Eficiencia del inversor	49
13 Performance Ratio (PR).....	51
14 Energía producida.....	53

1 OBJETO

El objeto de este anexo será dimensionar la instalación fotovoltaica de estudio. Para ello lo primero será identificar los consumos esperados, es decir, hacer una predicción de los mismos, para que una vez hayamos seleccionado el tipo de módulo fotovoltaico a utilizar y determinemos su orientación e inclinación, podamos determinar el número de módulos fotovoltaicos que necesitará la instalación objeto de estudio.

Una vez determinados el número de módulos necesarios para la instalación se procederá a elegir el tipo o tipos de inversores necesarios para transformar la corriente continua generada por los módulos en corriente alterna trifásica que sea útil para la instalación de consumo. La elección del tipo de inversor o inversores necesitados lleva de la mano la determinación de la distribución o disposición que se le debe dar a los módulos para su conexionado al inversor, de manera que esto no genere problemas de compatibilidad.

Una vez determinada la disposición de los módulos ya se puede saber por dónde deberá pasar el cableado de conexión y que longitud deberá tener el mismo, por lo que el siguiente paso será determinar su sección de modo que cumpla con los requisitos de intensidad y tensión que debe soportar. Luego de dimensionar el cableado se determinará qué tipo de canalización necesitará y en dónde. También se calcularán las protecciones necesarias, tanta para el tramo de corriente continua desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor, como de alterna desde el inversor hasta la caja de conexiones. Por último, relativo a los cálculos eléctricos se determinará la puesta a tierra de la instalación.

Una vez dimensionada la instalación al completo se podrán estimar las pérdidas de la misma, necesarias para conocer el rendimiento energético de la instalación, necesario a su vez para determinar la producción teórica esperada.

2 PREDICCIÓN DE CONSUMO

Con el fin de dimensionar la instalación fotovoltaica el primer paso será conocer el consumo eléctrico del hotel en cuestión para así poder determinar el número de paneles fotovoltaicos que será necesario instalar para poder abastecer la demanda eléctrica horaria de la forma más económicamente rentable, además de obtener así la mayor parte posible de la energía eléctrica consumida de una fuente renovable. Cabe destacar que para el dimensionamiento de la instalación se tendrá en cuenta el peor de los casos, es decir, cuando este se encuentre a su máximo rendimiento, o dicho de otra forma cuando su solicitud de potencia sea la máxima o pico.

Se considera realizadas, de manera previa a la realización de este proyecto, tanto la instalación eléctrica del hotel, así como las instalaciones de fontanería, contraincendios y ventilación. Además se supone un sistema de calefacción y agua caliente sanitaria (ACS) alimentado con gas.

Será parte de este proyecto dimensionar la iluminación para cada sala del hotel con el fin de estimar la potencia necesaria en el mismo, y de esta manera poder predecir el consumo eléctrico horario de las mismas mediante una estimación del uso de estas. Para este dimensionamiento se utilizó el software *DIALux evo 8.2* y a continuación se muestran las luminarias seleccionadas para cada una de las salas del hotel y cafetería con sus respectivas potencias, las cuales nos permitirán determinar el consumo lumínico, una parte del consumo eléctrico total.

PLANTA BAJA	Marca	Potencia (W)	Número
Comedor	SCHMITZ WILA	13	14
	RZB	21	8
Barra	SCHMITZ WILA	13	18
	RZB	21	12
Recepción	SCHMITZ WILA	13	9
Acceso Escaleras	SCHMITZ WILA	13	6
Acceso Aseos	SCHMITZ WILA	13	2
Contadores	SCHMITZ WILA	13	2
Salida	SCHMITZ WILA	13	1
Acceso Cocina	SCHMITZ WILA	13	3
Cocina + Despensa	SYLVANIA	46	10
	SCHMITZ WILA	13	2
Almacén	SYLVANIA	46	1
Vestuario M	SCHMITZ WILA	13	4
Despacho	SYLVANIA	46	2
Aseo M	SCHMITZ WILA	13	9
Aseo F	SCHMITZ WILA	13	8

PLANTA PRIMERA	Marca	Potencia (W)	Número
Almacén 1	SYLVANIA	46	5
Cuarto IE	SCHMITZ WILA	13	2
Cuarto Ropa y Limpieza	SYLVANIA	46	2
Almacén 2	SYLVANIA	46	4
Salón	SCHMITZ WILA	13	8

Lavandería	SYLVANIA	46	9
Cuarto Calderas	SCHMITZ WILA	13	2
Escaleras	SCHMITZ WILA	13	9
Pasillo	SCHMITZ WILA	13	43
	LINEA LIGHT GROUP	15	13
Acceso Aseos	SCHMITZ WILA	13	1
Aseo F	SCHMITZ WILA	13	4
Aseo M	SCHMITZ WILA	13	4
Vestuario F	SCHMITZ WILA	13	7
Ascensor y Escaleras	SCHMITZ WILA	13	9
Suite	RZB	18	7
Baño Suite	RZB	18	2
Habitación Doble	RZB	18	5
Baño Habitación Doble	RZB	18	2

Por lo que la potencia instalada, a lo que iluminación respecta, en cada sala será:

PLANTA BAJA	Potencia (W)
Comedor	350
Barra	486
Recepción	117
Acceso Escaleras	78
Acceso Aseos	26
Contadores	26
Salida	13
Acceso Cocina	39
Cocina + Despensa	486
Almacén	46
Vestuario	52
Despacho	92
Aseo M	117
Aseo F	104

PLANTA PRIMERA	Potencia (W)
Almacén 1	230
Cuarto IE	26
Cuarto Ropa y Limpieza	92
Almacén 2	184
Salón	104
Lavandería	414
Cuarto Calderas	26
Escaleras	117
Pasillo	754
Acceso Aseos	13

Aseo F	52
Aseo M	52
Vestuario F	91
Ascensor y Escaleras	117
Suite	504
Baño Suite	144
Habitación Doble	1800
Baño Habitación Doble	720

El consumo eléctrico restante será aquel proveniente de los distintos electrodomésticos presentes en el hotel. Estos se detallan en la siguiente tabla:

Sala	Electrodoméstico	Potencia (W)	Número	TOTAL (W)
Habitaciones	TV	200	24	4800
	Secador de pelo	750	24	18000
	Teléfono	4	24	96
Cafetería	TV	200	6	1200
	Cafetera	600	1	600
	Hilo musical	100	1	100
	Microondas	1000	1	1000
	Lavavajillas	1200	1	1200
	Nevera	350	3	1050
Lavandería	Secadora	2500	2	5000
	Plancha	1000	2	2000
	Lavadora	1000	2	2000
Limpieza	Aspiradora	1300	2	2600
Cocina	Tostadora	1000	1	1000
	Batidora	300	1	300
	Horno	1300	2	2600
	Tren de lavado	1200	1	1200
	Extractor de humos	500	2	1000
	Freidora	2000	1	2000
	Cámara frigorífica	1000	1	1000
	Congelador	270	2	540
Recepción	PC	240	1	240
	Teléfono	4	1	4
	Router	8	1	8
Salón	TV	200	1	200
Otros	Ascensor	4500	1	4500

Además una información fundamental para poder predecir el consumo eléctrico horario del hotel será el horario de los servicios del mismo, el cual se muestra a continuación:

- Recepción: de 8:00 a 23:00
- Servicio de cafetería: de 7:00 a 23:00

- Desayuno: de 7:00 a 10:30
- Almuerzo: de 13:00 a 15:00
- Cena: de 21:00 a 23:00
- Servicio de limpieza: de 10:00 a 14:00
- Servicio de lavandería: de 9:00 a 13:00

Una vez definido el horario regular de servicio del hotel, y teniendo en cuenta los aparatos dependientes de la energía eléctrica para su funcionamiento, se realiza una estimación porcentual de la energía que demandarán estos en las distintas franjas horarias del día, para así poder determinar el consumo eléctrico que queremos intentar cubrir con la instalación fotovoltaica.

Respecto al uso porcentual de la iluminación se estima:

Franja Horaria	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00
PLANTA BAJA											
Comedor	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%
Barra	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%
Recepción	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%
Acceso Escalera	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	50%	50%	50%	50%
Acceso Aseos	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	50%	50%	50%	50%
Contadores											
Salida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	50%	50%	50%	50%
Acceso Cocina	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%
Cocina + Despensa	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%
Almacén	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	5%	5%	5%	5%
Vestuario M	0%	0%	0%	0%	0%	0%	50%	0%	50%	0%	0%
Despacho											
Aseo M	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	50%	50%	50%	50%
Aseo F	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	50%	50%	50%	50%

11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
30%	30%	50%	50%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	50%	50%	30%
30%	30%	50%	50%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	50%	50%	30%
30%	30%	50%	50%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	50%	50%	30%
100%	0%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%
100%	0%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%
5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
50%	50%	0%	0%	50%	0%	0%	0%	0%	50%	0%	0%	50%
30%	30%	50%	50%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	50%	50%	30%
30%	30%	50%	50%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	50%	50%	30%

Anexo I. Dimensionamiento de la Instalación
Ruben Ferradás Castelo

Franja Horaria	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00
PLANTA PRIMERA											
Almacén 1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	10%	10%
Cuarto IE											
Almacén Ropa y Limpieza	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	50%
Almacén 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	10%	10%
Salón	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%
Lavandería	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%
Cuarto Calderas											
Escaleras	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	50%	50%	50%	50%
Pasillo	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	80%	80%	80%	80%
Acceso Aseos	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	30%	30%	30%	30%
Aseo F	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	30%	30%	30%	30%
Aseo M	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	30%	30%	30%	30%
Vestuario F	0%	0%	0%	0%	0%	0%	50%	0%	50%	0%	0%
Ascensor y Escaleras	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	50%	50%	50%	50%
Suite	5%	5%	5%	5%	5%	5%	30%	50%	50%	50%	30%
Baño Suite	5%	5%	5%	5%	5%	5%	30%	50%	50%	50%	30%
Habitación Doble	5%	5%	5%	5%	5%	5%	30%	50%	50%	50%	30%
Baño Habitación Doble	5%	5%	5%	5%	5%	5%	30%	50%	50%	50%	30%

11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	0%
50%	50%	50%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	0%
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
100%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
30%	30%	50%	50%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	50%	50%	30%
80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
50%	50%	0%	0%	50%	0%	0%	0%	0%	50%	0%	0%	50%
30%	30%	50%	50%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	50%	50%	30%
15%	15%	30%	30%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	50%	50%	70%
15%	15%	30%	30%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	50%	50%	70%
15%	15%	30%	30%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	50%	50%	70%
15%	15%	30%	30%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	50%	50%	70%

Cabe destacar que no se tienen en cuenta los consumos de luz ni del cuarto de contadores ni del despacho en la planta baja, ni del cuarto IE y el cuarto de caldera en la primera planta,

ya que es difícil estimar un uso horario de los mismos y además su consumo va a ser ínfimo, por lo que no es significativo en los cálculos.

Por su parte respecto a los electrodomésticos, la estimación porcentual del uso es la siguiente:

Franja Horaria		0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00
Habitaciones	TV	40%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	20%	20%
	Secador de pelo	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	5%	5%
	Teléfono	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Cafetería	TV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%
	Cafetera	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	40%	40%
	Hilo musical	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%
	Microondas	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	33%	33%	33%
	Lavavajillas	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	25%	25%	25%
	Nevera	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%
Lavandería	Secadora	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Plancha	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	33%
	Lavadora	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
Limpieza	Aspiradora	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Cocina	Tostadora	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	33%	33%	33%
	Batidora	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	10%	10%
	Horno	0%	0%	0%	0%	0%	0%	50%	100%	50%	0%
	Tren de lavado	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	25%	25%	25%
	Extractor de humos	0%	0%	0%	0%	0%	0%	25%	50%	50%	25%
	Freidora	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Cámara frigorífica	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%
	Congelador	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%
Recepción	PC	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%
	Teléfono	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Router	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Salón	TV	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%
Otros	Ascensor	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	30%	50%	50%

10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
20%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	20%	20%	40%	60%	60%
5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	5%	5%
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%
35%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	25%	20%	15%	10%	5%	5%	0%
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%
33%	20%	20%	25%	25%	20%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	0%
25%	10%	10%	33%	33%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	25%	25%	10%
33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%
0%	100%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
33%	33%	33%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Anexo I. Dimensionamiento de la Instalación

Ruben Ferradás Castelo

100%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
33%	33%	33%	33%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
33%	20%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
10%	0%	0%	10%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	10%	0%
0%	0%	75%	100%	50%	0%	0%	0%	0%	0%	25%	25%	25%	0%
25%	0%	0%	50%	50%	50%	0%	0%	0%	0%	0%	25%	25%	25%
0%	0%	75%	100%	75%	0%	0%	0%	0%	0%	50%	75%	50%	0%
0%	0%	25%	75%	75%	0%	0%	0%	0%	0%	25%	25%	25%	0%
33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%
33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
50%	30%	30%	50%	50%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	50%	50%	30%

Una vez hecho esto, multiplicando el uso estimado en las distintas franjas horarias a lo largo del día por la potencia respectiva, se obtiene un perfil del consumo eléctrico estimado a lo largo del día el cual es el paso previo y necesario para dimensionar nuestra instalación fotovoltaica.

El perfil del consumo eléctrico se muestra en las siguientes gráficas:

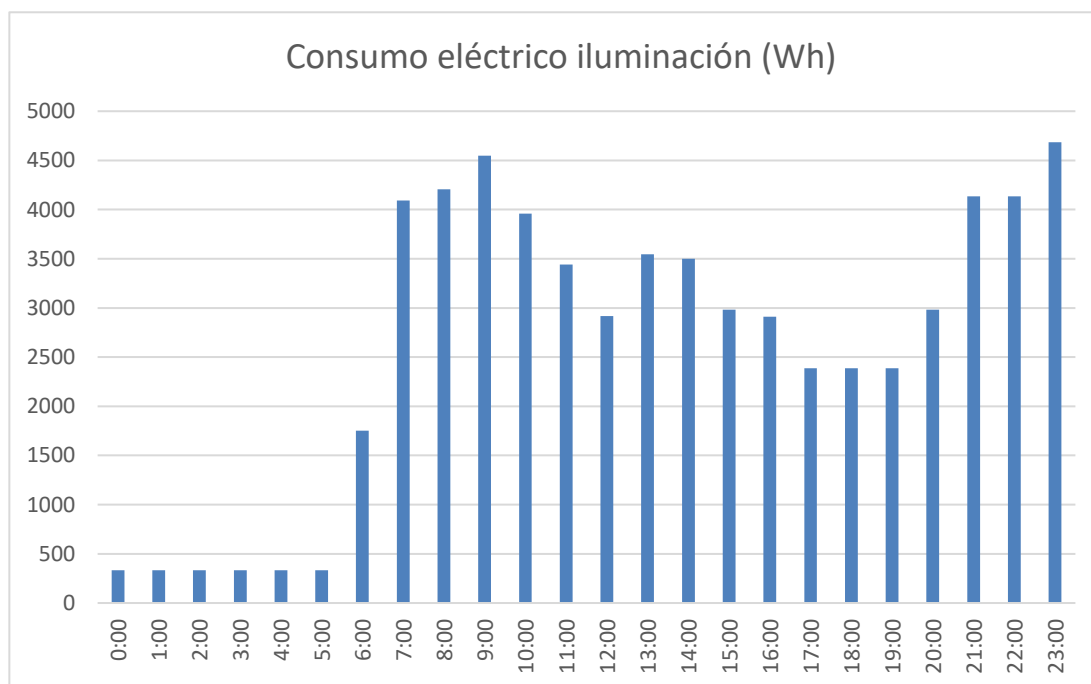


Figura 1. Consumo eléctrico horario del hotel debido a la iluminación.

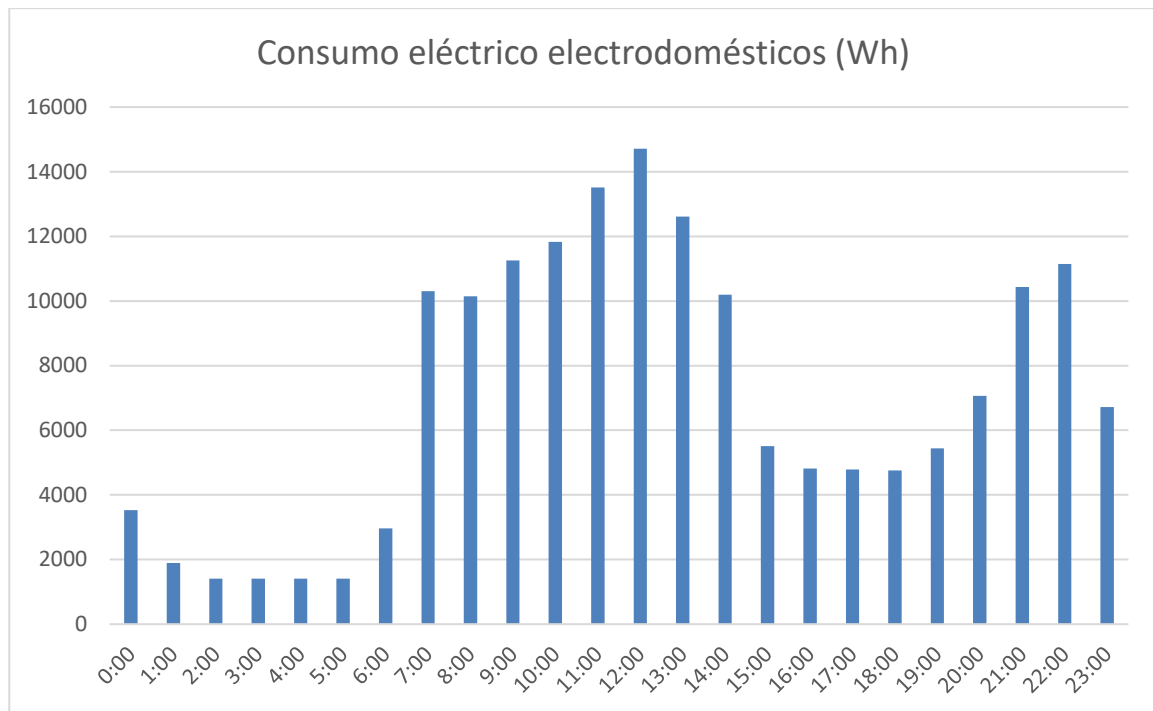


Figura 2. Consumo eléctrico horario del hotel debido a lo electrodomésticos.

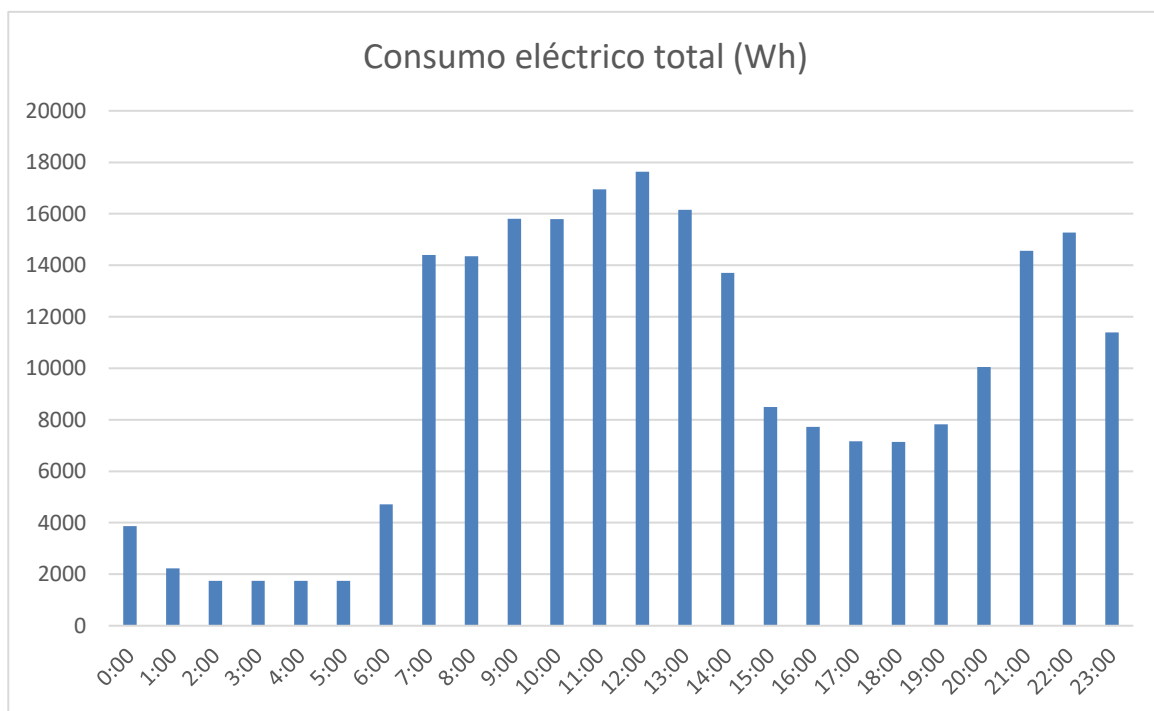


Figura 3. Consumo eléctrico total del hotel.

Como se puede ver el consumo más elevado, o consumo pico, se produce al mediodía, entre la 11:00 y la 13:00. De esta manera se puede determinar que el consumo pico del hotel es de 17.63 kWh y este tiene lugar a las 12:00, lo cual será clave a la hora de dimensionar la instalación.

Además el consumo diario estimado será de 232.2 kWh, con lo que se obtiene un consumo de 6.97 y 84.75 MWh, mensual y anual respectivamente.

3 SELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Como este proyecto se trata de un estudio de una instalación fotovoltaica a instalar en un hotel, se ha considerado interesante comparar varias instalaciones compuestas por un tipo de panel fotovoltaico diferente, para así observar como factores determinantes como el precio, la eficiencia o la tecnología de las diferentes células que componen el módulo fotovoltaico influyen en la rentabilidad de la instalación.

Para la elección de los paneles a utilizar se ha tenido en cuenta un estudio realizado por la OCU (Organización de Consumidores y Usuarios), la cual es una organización española sin ánimo de lucro creada en 1975 con el fin de defender los derechos de los consumidores.

En este estudio se hace una clasificación de los paneles fotovoltaicos de acuerdo a su eficiencia. De la versión actualizada de la lista a marzo de 2019 se ha optado por elegir para nuestro estudio los dos paneles mejor clasificados en la lista, el *SUNPOWER SPR-X21-345* y el *PANASONIC VBHN325SJ47*, y aquellos dos definidos como “compra maestra” por la organización, *JINKO JKM270PP-60* y el *ATERSA A265-P*. A modo de curiosidad decir que las calificaciones obtenidas por estos cuatro paneles son todas muy elevadas, siendo de 97, 94, 92 y 84 sobre 100 respectivamente.

Algunas de las características de estos paneles son:

Características del panel	SunPower SPR X21-345	Panasonic VBHN325SJ47	Atersa A- 265P	Jinko JKM270PP-60
<i>Potencia (W)</i>	345	325	265	270
<i>Eficiencia (%)</i>	21,20	19,40	16,30	16,50
<i>Tecnología de células</i>	Monocrystalino	Monocrystalino	Policristalino	Policristalino
<i>Número de células</i>	96	96	60	60
<i>Garantía (años)</i>	25	15	10	10
<i>Garantía de producción tras 25 años (%)</i>	87,00	80,00	80,00	80,70
<i>Carga mecánica máxima permitida (Pa)</i>	5400	5400	5400	5400
<i>Tolerancia máxima potencia (W)</i>	362,25	357,5	270	278,1
<i>Tolerancia mínima potencia (W)</i>	345	325	265	270
Dimensiones del panel				
<i>Profundidad (mm)</i>	46	35	42	40
<i>Peso (kg)</i>	18,6	18,5	18,5	19
<i>Ancho (mm)</i>	1046	1053	990	992
<i>Alto (mm)</i>	1558	1590	1640	1650
Precio (€)	441,65	275,88	192,39	193,72

4 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

Con el fin de realizar la instalación fotovoltaica es necesario determinar la orientación e inclinación de los módulos, las cuales dependen de la situación geográfica de la instalación, más concretamente de la latitud de la misma y del hemisferio en que se encuentre. En este caso el hotel en el que se quiere instalar se encuentra en la comarca de Ferrol, en la provincia de A Coruña, más concretamente en las coordenadas 43.531° , -8.195° y a una altitud de 24 metros sobre el nivel del mar.



Figura 4. Emplazamiento del hotel donde se instalarán los módulos fotovoltaicos.

La orientación se calcula a partir del ángulo azimut α , que se corresponde al ángulo que forma la superficie del módulo y la superficie del lugar. En el caso de esta instalación es fija, es decir, no habrá seguimiento del sol, sino que los módulos estarán colocados en una posición fija a lo largo del día, por lo que al encontrarse la instalación en el hemisferio norte, la orientación de los módulos será hacia el sur, es decir, un α de 0° .

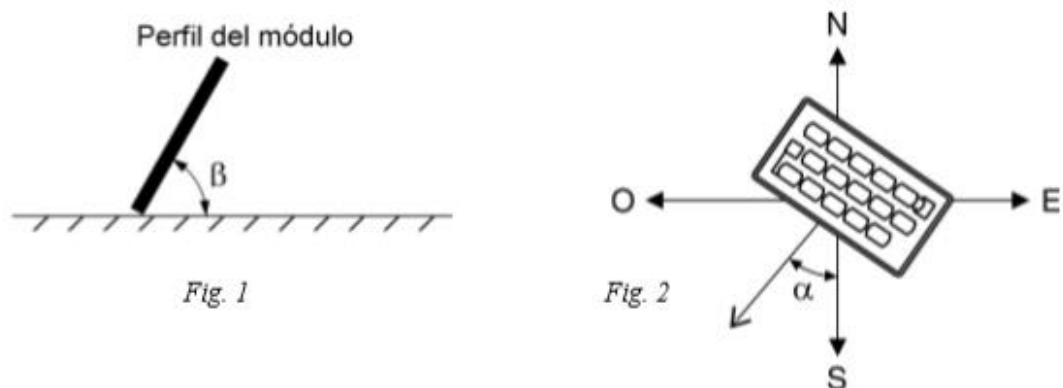


Figura 5. Esquema explicativo de la orientación e inclinación de los módulos.

Respecto a la inclinación β , también se dimensionará una instalación cuya inclinación de los módulos no varíe estacionalmente, lo que sería lo más ideal para poder captar la mayor energía solar, sino que será el mismo a lo largo de todo el año. Con el fin de determinar la inclinación óptima que permita obtener la máxima producción de energía en el cómputo anual se recurre al software PVGIS, el cual es una herramienta gratuita realizada por la Unión Europea que permite calcular la producción de las plantas fotovoltaicas. Mediante esta aplicación se obtiene como ángulo β óptimo para nuestra ubicación aquel de 35° .

Una vez obtenido este ángulo se comprobará en el Anexo II del PCT del IDAE que este ángulo se encuentra dentro de unos límites establecidos para que no se incurran en más pérdidas de las debidas debido a la orientación e inclinación.

Para la obtención de los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima se utilizará la siguiente figura, válida para una latitud de 41° .

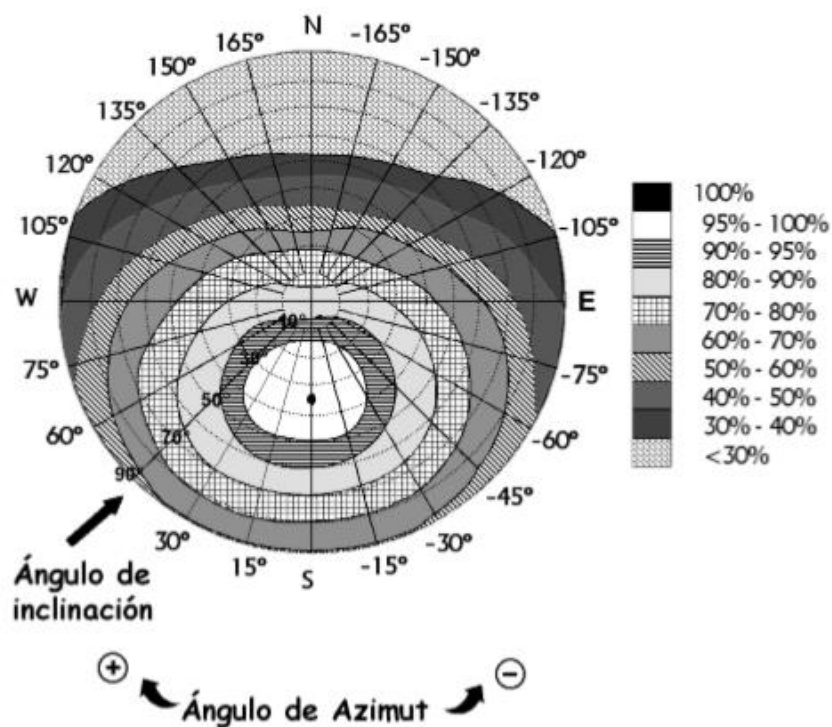


Figura 6. Figura para la obtención de los límites de inclinación aceptable según la orientación del módulo y las pérdidas máximas permitidas.

Los parámetros de entrada en la figura son el azimut y las pérdidas máximas aceptables, que para el caso general, que es el que se corresponde a este caso, las pérdidas máximas serán de 10%. La intersección de ambas líneas proporcionará los valores de inclinación máximo y mínimo.

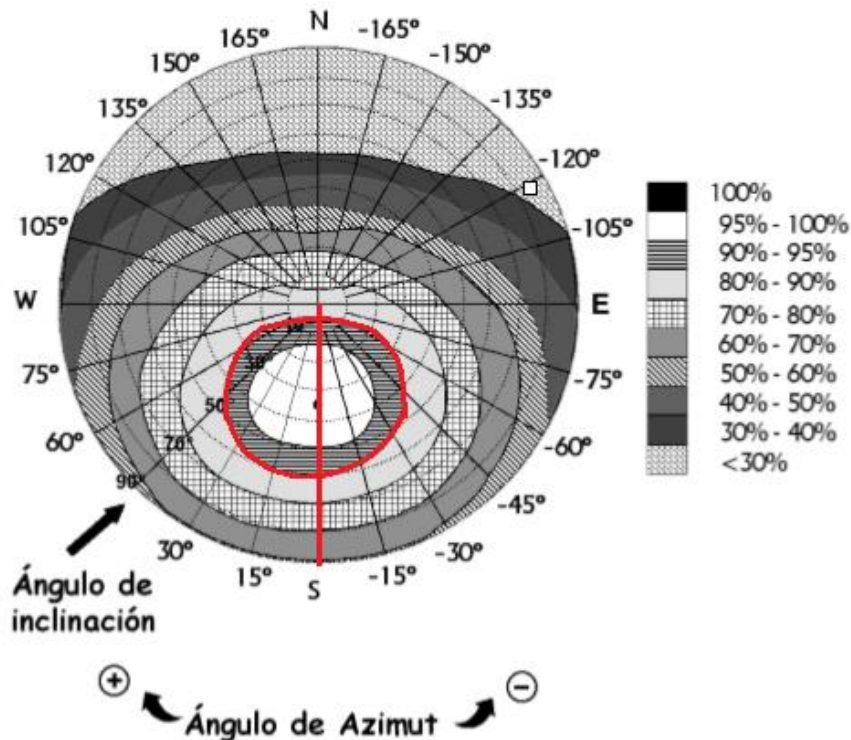


Figura 7. Obtención de los límites de inclinación para este caso particular.

Como se puede observar se observan unos valores límite de 7° y 60°. Esto sería para una latitud de 41°, no de 43.531° como es nuestro caso, por lo que habrá que corregir estos ángulos como sigue:

$$\begin{aligned} \text{Inclinación máxima} &= \text{Inclinación máxima } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) \\ &= 60^\circ - (41^\circ - 43.531^\circ) = 62.531^\circ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Inclinación mínima} &= \text{Inclinación mínima } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) \\ &= 7^\circ - (41^\circ - 43.531^\circ) = 9.531^\circ \end{aligned}$$

Como se ve en los resultados obtenidos, cumple perfectamente, por lo que es una inclinación válida.

Además se tendrán en cuenta las posibles pérdidas en términos de radiación solar debido a las sombras que se puedan presentar sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos, de acuerdo a lo expuesto en el Anexo III del PTC del IDAE. En este anexo se describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Estas pérdidas se expresarán como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. El primer paso sería la obtención del perfil de obstáculos que como se observa en la primera imagen de este

apartado no existe ningún elemento que forme un perfil de obstáculos, por lo que las pérdidas de radiación debido a la presencia de sombras serán nulas.

5 DIMENSIONAMIENTO

Una vez se ha estimado el consumo eléctrico que se quiere cubrir lo máximo posible con la instalación, se ha seleccionado el tipo de módulo fotovoltaico que se quiere utilizar y se han definido tanto la orientación como la inclinación de los módulos, y con el fin de dimensionar la instalación, es decir, determinar el número de módulos fotovoltaicos que se necesitan para poder alinear lo máximo posible el perfil de producción con el perfil de consumo, habrá que conocer el potencial solar de la zona, que junto con el tipo de módulo y su orientación e inclinación nos permitirá estimar la producción que necesitaremos para tal fin, y por tanto el número de módulos que se deberán instalar.

Para ello se utilizará la herramienta PVGIS, ya mencionada anteriormente, con la que se calcula la energía que se podría producir en una instalación de 1 kWp en la ubicación de estudio, considerando unas pérdidas de la instalación del 14% (una aproximación general ofrecida por la aplicación basada en la experiencia de otras instalaciones). Esto nos permitirá estimar de manera genérica los kWp que necesitaremos para nuestra instalación, que luego con la ayuda de la aplicación Sunny Design Web, herramienta para el diseño y configuración de plantas fotovoltaicas, podremos configurar el conexionado de los módulos y determinar el tipo de inversor o inversores que necesitaremos para nuestra instalación, obteniendo así unas pérdidas de la instalación más precisas, con las que estimar de nuevo con PVGIS la producción de la instalación e intentar, repitiendo este proceso las veces que sean necesarias, alinear de esta manera lo máximo posible el perfil de producción con el de consumo, evitando, en la medida de lo posible, tener excedentes, ya que aunque estos se pueden verter a la red, incluso obteniendo beneficios por ello, esto no resulta rentable, ya que el precio de venta de esta energía excedentaria es por lo general inferior al “coste de producción” de la misma.

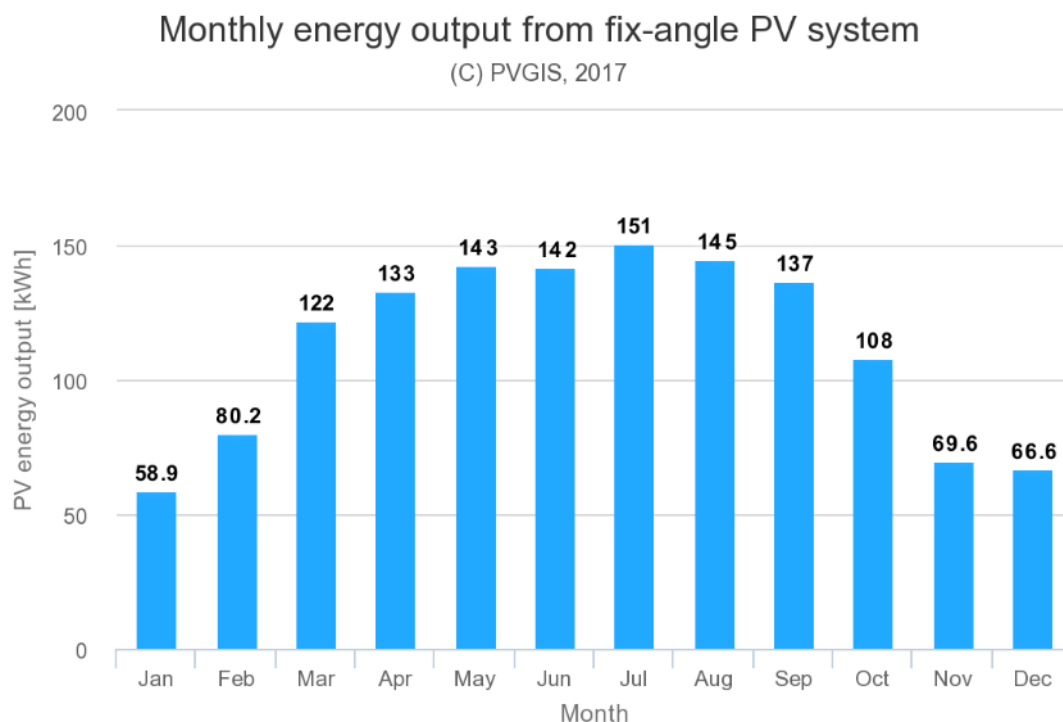


Figura 8. Energía producida en los diferentes meses del año para una instalación fotovoltaica de 14 kWp y unas pérdidas del 14%. (Fuente: PVGIS)

Cabe destacar que PVGIS muestra la producción obtenida en los diferentes meses del año como se observa en la figura anterior, pero no lo hace de manera horaria que es lo que nos interesa para poder alinear el perfil de producción al de consumo a lo largo del día, por lo que se echa mano de su amplia base de datos para obtener la irradiación que se tiene en

cada franja horaria de cada día de cada mes. Con estos datos, y con la ayuda de la herramienta Excel de Microsoft Office, se puede tratar esta información con el fin de obtener una tabla que represente de manera porcentual, para cada hora de cada mes del año, la irradiación que se presenta en la ubicación de estudio para la orientación e inclinación definida para los módulos fotovoltaicos. Esta tabla se muestra a continuación:

Hora\Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
1:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
4:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
5:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,28%	1,53%	1,60%	1,56%	0,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6:00	0,00%	0,00%	0,23%	1,87%	3,65%	3,85%	3,49%	2,37%	1,10%	0,22%	0,00%	0,00%
7:00	0,00%	0,79%	1,97%	4,43%	5,12%	5,36%	4,72%	4,81%	3,61%	2,48%	0,98%	0,01%
8:00	2,28%	3,58%	5,09%	6,68%	6,83%	6,71%	6,20%	6,78%	6,31%	6,54%	4,81%	2,84%
9:00	7,06%	7,40%	8,67%	8,66%	8,32%	7,82%	7,53%	8,36%	8,86%	10,02%	10,00%	8,47%
10:00	11,57%	11,32%	11,62%	10,18%	9,62%	8,99%	8,74%	9,40%	11,03%	12,14%	13,68%	12,70%
11:00	14,15%	14,16%	13,09%	11,16%	10,60%	9,69%	9,43%	10,08%	12,28%	12,92%	15,72%	16,05%
12:00	17,05%	15,17%	14,07%	11,58%	10,71%	9,78%	9,76%	10,36%	12,70%	13,29%	16,57%	17,63%
13:00	17,80%	14,76%	14,13%	11,36%	9,97%	9,44%	9,73%	10,28%	12,45%	13,83%	15,04%	16,34%
14:00	14,36%	13,51%	12,06%	10,51%	9,45%	8,85%	9,47%	9,92%	11,26%	12,53%	11,96%	13,56%
15:00	10,02%	10,62%	9,18%	8,84%	8,42%	8,08%	8,81%	8,90%	9,34%	9,11%	8,05%	9,11%
16:00	4,74%	6,25%	6,15%	6,85%	6,53%	7,07%	7,59%	7,58%	6,66%	5,22%	2,98%	3,26%
17:00	0,96%	2,28%	2,97%	4,68%	4,74%	6,03%	6,21%	5,99%	3,46%	1,64%	0,21%	0,02%
18:00	0,00%	0,18%	0,78%	2,32%	3,21%	4,66%	4,71%	3,60%	0,95%	0,06%	0,00%	0,00%
19:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,59%	1,30%	1,98%	2,03%	1,07%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
20:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,07%	0,05%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
21:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
22:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
23:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Figura 9. Matriz que muestra el porcentaje horario de radiación solar por mes para una orientación del módulo hacia el sur y una inclinación del mismo de 35 °. (Fuente: PVGIS. Elaboración propia).

Se observa que, de igual manera que para el consumo, la hora punta de producción, u hora de producción máxima, es también alrededor del mediodía, como era de esperar.

Con estos datos y observando que el mejor mes a lo que producción se refiere es julio, se dimensiona, como se explicó anteriormente la instalación, utilizando cada uno de los módulos fotovoltaicos mencionados en apartados anteriores. Obteniendo las siguientes cuatro instalaciones de estudio:

Instalación	Potencia módulo (Wp)	Nº módulos	Potencia instalada (kWp)
SunPower	345	100	34,50
Panasonic	325	106	34,45
Atersa	265	130	34,45
Jinko	270	132	35,64

Una vez definida la potencia a instalar para cada instalación, se muestra en las siguientes gráficas una primera buena estimación a groso modo, ya que no se tienen en cuenta ciertas pérdidas de la instalación que se abordarán posteriormente, como se consigue que la producción abastezca prácticamente el ciento por cien de la demanda en ciertas horas del día, superándola en ciertas horas por una diferencia que, como ya se explicó, se intenta que sea lo mínimo posible.

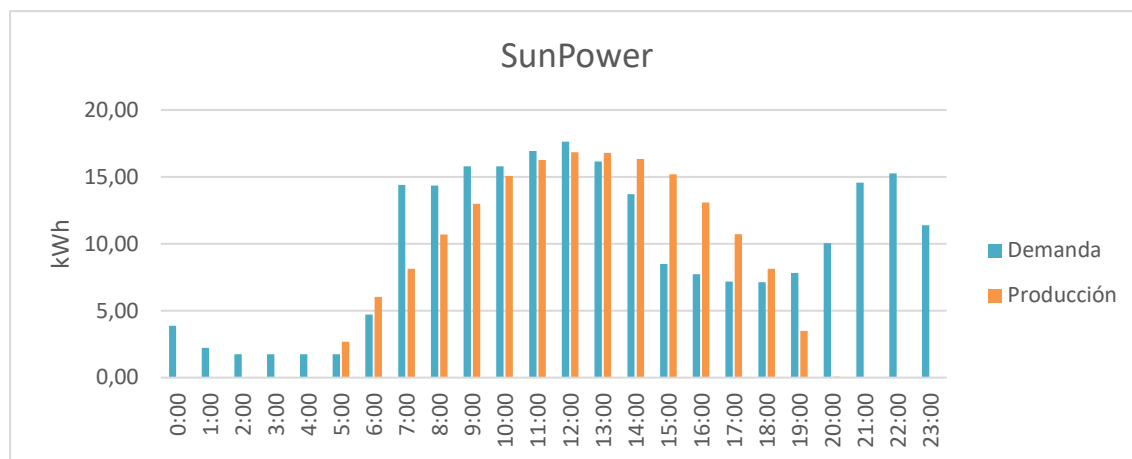


Figura 10. Perfil de consumo del hotel frente a la producción esperada por la instalación SunPower para el mes más favorable.

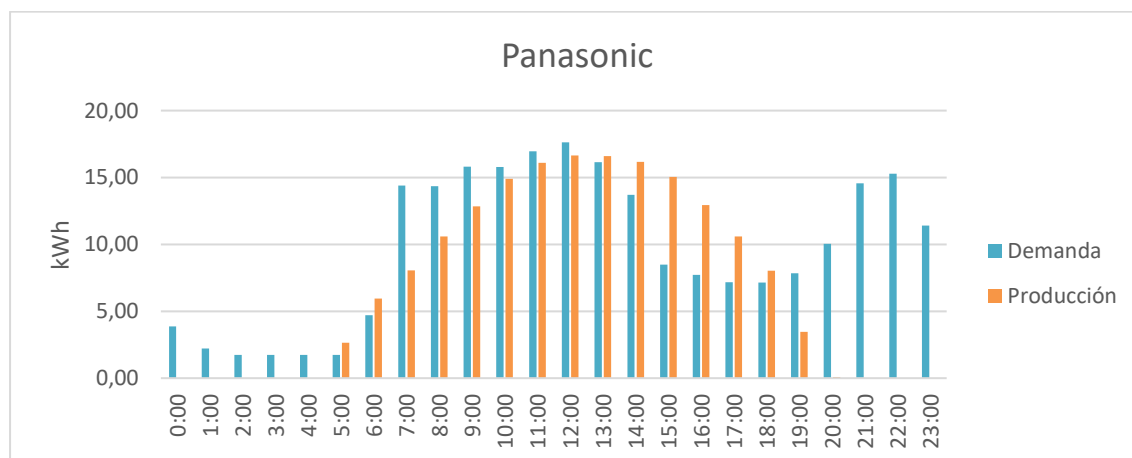


Figura 11. Perfil de consumo del hotel frente a la producción esperada por la instalación Panasonic para el mes más favorable.

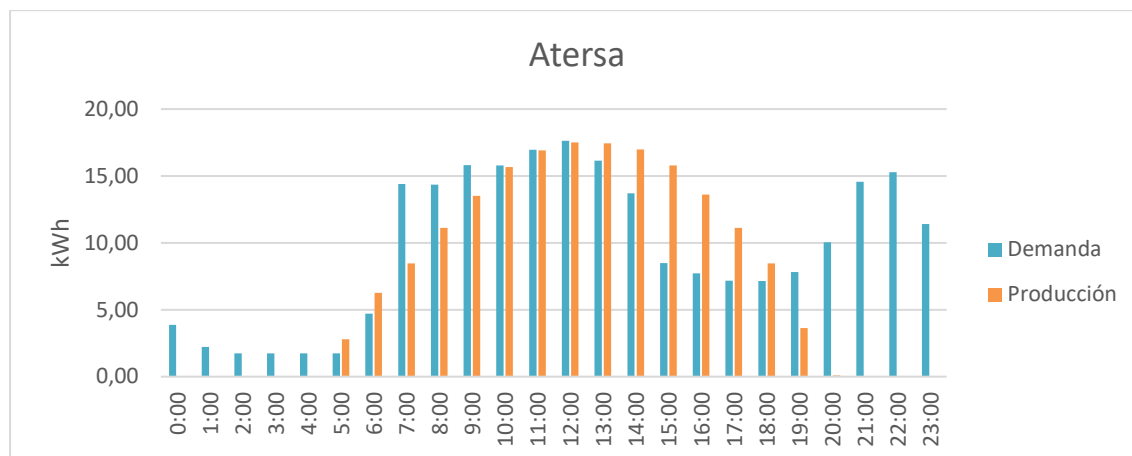


Figura 12. Perfil de consumo del hotel frente a la producción esperada por la instalación Atersa para el mes más favorable.

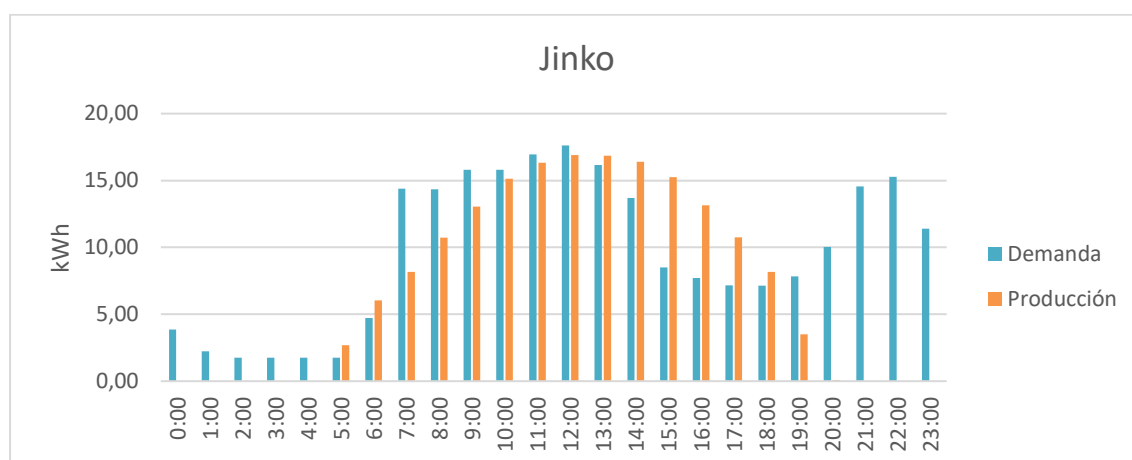


Figura 13. Perfil de consumo del hotel frente a la producción esperada por la instalación Jinko para el mes más favorable.

6 ELECCIÓN DEL INVERSOR O INVERSORES

Una vez definida la parte de la instalación destinada a la generación propiamente dicha, habrá que determinar el acondicionamiento necesario de esta energía para que pueda ser utilizada por los equipos eléctricos que se disponen. Para ello será necesario seleccionar uno o varios inversores adecuados a los que conectar los módulos fotovoltaicos, para que estos conviertan la corriente continua procedente en corriente alterna. Para tal fin se utilizará la herramienta antes mencionada *Sunny Design Web*, en la que se introducirán los datos de la instalación definidos anteriormente.

Hay que tener en cuenta que la potencia de la instalación fotovoltaica *“la potencia instalada será la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias máximas de los inversores”*, tal y como se define en el artículo 3 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Al haberse derogado las limitaciones del máximo de potencia de generación instalada hasta la potencia contratada impuestas por Real Decreto 900/2015, mediante el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, al considerarlo *“obstáculos para la expansión del autoconsumo”*, no será necesario limitar la potencia de los inversores por temor a una infracción legal.

Teniendo esto presente y con la ayuda del software de *Sunny Design* se obtienen los siguientes modelos de inversores y conexiones a los mismos para cada instalación:

SunPower								
Tipo	Número	Potencia (kW)	Entrada A	Filas	Módulos	Entrada B	Filas	Módulos
STP 15000TL-30	2	15		2	12		2	11
STP3.0-3AV-40	1	3		1	8		0	0
Panasonic								
Tipo	Número	Potencia (kW)	Entrada A	Filas	Módulos	Entrada B	Filas	Módulos
STP 15000TL-30	1	15		3	11		2	9
STP 15000TL-30	1	15		2	12		2	11
STP3.0-3AV-40	1	3		1	9		0	0
Atersa								
Tipo	Número	Potencia (kW)	Entrada A	Filas	Módulos	Entrada B	Filas	Módulos
STP 25000TL-30	1	25		3	21		2	21
STP6.0-3AV-40	1	6		1	20		1	5
Jinko								
Tipo	Número	Potencia (kW)	Entrada A	Filas	Módulos	Entrada B	Filas	Módulos
STP 15000TL-30	2	15		3	20		0	0
STP3.0-3AV-40	1	3		1	12		0	0

A pesar de que *Sunny Design Web* ya comprueba la compatibilidad de los inversores con la instalación, y en este caso lo da como correcto, se harán una serie de comprobaciones para verificar su compatibilidad. Para estas comprobaciones necesitaremos una serie de datos tanto de los inversores como de los módulos fotovoltaicos, que extraeremos de sus respectivas fichas técnicas. Estos se recogen en las siguientes tablas:

	<i>SunPower</i>	<i>Panasonic</i>	<i>Atersa</i>	<i>Jinko</i>
V_{mpp} (V)	57,3	57,6	31,55	31,7
V_{oc} (V)	68,2	69,6	38,14	38,8
V_{max} (V)	1000	1000	1000	1000
I_{sc} (A)	6,39	6,03	9,01	9,09
V_{oc} Temp Coef	-167,4 mV/°C	-164 mV/°C	-0,32%/°C	-0,3%/°C

	<i>STP</i> <i>15000TL-30</i>	<i>STP</i> <i>25000TL-30</i>	<i>STP3.0-</i> <i>3AV-40</i>	<i>STP6.0-</i> <i>3AV-40</i>
V_{mpp} (V)	800	800	800	800
V_{max} (V)	1000	1000	1000	850
P_{max} (W)	27000	45000	6000	9000
I_{max} (A)	33	33	12	12
Rango de tensión MPP (V)	240-800	390-800	140-800	260-800
Nº entradas independientes/ strings por entrada	2/ A: 3, B: 3	2/ A: 3, B: 3	2/ A: 1, B: 1	2/ A: 1, B: 1

Las comprobaciones a realizar para cada inversor son las siguientes:

En primer lugar se comprobará que el número de módulos conectados a cada inversor es inferior al número máximo de módulos que se pueden conectar a este, que se calcula como:

$$\frac{P_{max}(inversor)}{P(módulo)}$$

A continuación se comprobará que el número de módulos conectados en serie por string (N) es menor al máximo admitido (N_{max}), que se calculará como:

$$N_{max} = \frac{V_{mpp}(inversor)}{V_{mpp}(módulo)}$$

Seguidamente, se realizarán las siguientes comprobaciones, para las cuales se considerará como el número de módulos conectados en serie por string al inversor, aquella conexión con mayor número de módulos en serie conectada al inversor.

- Se comprobará que el máximo voltaje que puede alcanzar una fila o string es menor al máximo voltaje admitido por el inversor:

$$V_{oc}(fila) < V_{max}(inversor)$$

siendo,

$$V_{oc}(fila) = N \cdot V_{oc}(módulo)$$

- Además el voltaje máxima que puede llegar a alcanzar una fila no puede ser en ningún caso mayor al máximo voltaje que puede alcanzar un módulo.

$$V_{oc}(fila) < V_{max}(módulo)$$

- Un dato también a tener en cuenta será el voltaje que alcanzará la fila cuando trabaje en su punto de máxima potencia, el cual deberá encontrarse en el rango de tensión MPP del inversor,

$$V_{mpp_{min}}(inversor) < V_{mpp}(fila) < V_{mpp_{max}}(inversor)$$

siendo,

$$V_{mpp}(fila) = N \cdot V_{mpp}(módulo)$$

Habrá que tener en cuenta también la intensidad máxima a introducir en el inversor, que debe ser siempre inferior a la máxima admitida por el mismo. La intensidad que llegar  al inversor dependerá de las filas conectadas a cada entrada, y se comprobará para la entrada cuyo número de filas conectadas sea mayor, ya que este será el peor de los casos.

$$I_{sc}(\text{módulo}) \cdot N_{filas} < I_{max}(\text{inversor})$$

Por último habrá que tener en cuenta el parámetro de la temperatura, ya que para temperaturas inferiores a la nominal, la tensión que suministran los módulos en la entrada del inversor se verá incrementada. Este efecto puede tener su efecto más dañino cuando los módulos comienzan a funcionar en las mañanas frías, ya que la irradiancia en ese momento es muy baja y por tanto la temperatura de la célula será prácticamente igual a la temperatura ambiente. Por lo que teniendo en cuenta la temperatura mínima que se registra a lo largo del año y considerando la temperatura de la célula igual a esta temperatura mínima ambiente, este incremento en el voltaje debido a la temperatura se calcula como:

$$\Delta V_{T_{min}} = g_{V_{oc}} \cdot \frac{(T_{min} - 25) \cdot E}{1000}$$

Deberá cumplirse que:

$$V_{oc}(\text{fila}) + \Delta V_{T_{min}} < V_{max}(\text{inversor})$$

$$V_{oc}(\text{fila}) + \Delta V_{T_{min}} < V_{max}(\text{módulo})$$

En las siguientes tablas se muestran los resultados de estas comprobaciones para cada una de las instalaciones.

SunPower	
STP 15000TL-30	
$N_{max}(\text{inversor})$	78,26
$N_{max}(\text{fila})$	13,96
$V_{oc}(\text{fila}) [V]$	818,4
$V_{mpp}(\text{fila}) [V]$	687,6
$I_{sc}(\text{módulo}) \cdot N_{filas} [A]$	12,78
$V_{oc}(\text{fila}) + \Delta V_{T_{min}} [V]$	821,45
STP3.0-3AV-40	
$N_{max}(\text{inversor})$	17,39
$N_{max}(\text{fila})$	13,96
$V_{oc}(\text{fila}) [V]$	545,6
$V_{mpp}(\text{fila}) [V]$	458,4
$I_{sc}(\text{módulo}) \cdot N_{filas} [A]$	6,39
$V_{oc}(\text{fila}) + \Delta V_{T_{min}} [V]$	548,65

Panasonic

STP 15000TL-30	
$N_{max}(inversor)$	83,08
$N_{max}(fila)$	13,89
$V_{oc}(fila) [V]$	765,6
$V_{mpp}(fila) [V]$	633,6
$I_{sc}(módulo) \cdot N_{filas} [A]$	18,09
$V_{oc}(fila) + \Delta V_{Tmin} [V]$	768,58
STP 15000TL-30	
$N_{max}(inversor)$	83,08
$N_{max}(fila)$	13,89
$V_{oc}(fila) [V]$	835,2
$V_{mpp}(fila) [V]$	691,2
$I_{sc}(módulo) \cdot N_{filas} [A]$	12,06
$V_{oc}(fila) + \Delta V_{Tmin} [V]$	838,18
STP3.0-3AV-40	
$N_{max}(inversor)$	18,46
$N_{max}(fila)$	13,89
$V_{oc}(fila) [V]$	626,4
$V_{mpp}(fila) [V]$	518,4
$I_{sc}(módulo) \cdot N_{filas} [A]$	6,03
$V_{oc}(fila) + \Delta V_{Tmin} [V]$	629,38

Atersa

STP 25000TL-30	
$N_{max}(inversor)$	169,81
$N_{max}(fila)$	25,36
$V_{oc}(fila) [V]$	800,94
$V_{mpp}(fila) [V]$	662,55
$I_{sc}(módulo) \cdot N_{filas} [A]$	27,03
$V_{oc}(fila) + \Delta V_{Tmin} [V]$	805,60
STP6.0-3AV-40	
$N_{max}(inversor)$	33,96
$N_{max}(fila)$	25,36
$V_{oc}(fila) [V]$	762,8
$V_{mpp}(fila) [V]$	631
$I_{sc}(módulo) \cdot N_{filas} [A]$	9,01
$V_{oc}(fila) + \Delta V_{Tmin} [V]$	767,24

Jinko	
STP 15000TL-30	
$N_{max}(inversor)$	100,00
$N_{max}(fila)$	25,24
$V_{oc}(fila) [V]$	776
$V_{mpp}(fila) [V]$	634
$I_{sc}(módulo) \cdot N_{filas} [A]$	27,27
$V_{oc}(fila) + \Delta V_{T_{min}} [V]$	780,24
STP3.0-3AV-40	
$N_{max}(inversor)$	22,22
$N_{max}(fila)$	25,24
$V_{oc}(fila) [V]$	465,6
$V_{mpp}(fila) [V]$	380,4
$I_{sc}(módulo) \cdot N_{filas} [A]$	9,09
$V_{oc}(fila) + \Delta V_{T_{min}} [V]$	468,14

Se comprueba, comparando con las características de módulos e inversores previamente mostradas, que se cumplen todas las restricciones, por lo que los inversores seleccionados se pueden considerar válidos.

7 DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La disposición de los módulos fotovoltaicos dependerá en primer lugar de la superficie disponible para tal uso, la cual será la cubierta del hotel que es de 23.71 metros de ancho por 54.18 de largo. Cabe destacar que se trata de una cubierta a dos aguas, por lo que en la colocación de los paneles a lo ancho habrá de tener en cuenta que no se puede disponer de un único soporte, ya que la pendiente dificultaría la fijación del mismo, por lo que se dispondrá de como mínimo de un soporte para cada inclinación. Dicho esto, no se tendrá en cuenta ningún método correctivo para que los módulos queden perfectamente en horizontal, ya que la pendiente es únicamente de 8° por lo que no es significativa respecto a la captación solar.

En la siguiente tabla se indica el número máximo de paneles que se podían colocar a lo ancho de la cubierta, dependiendo del tipo de panel, y además se tendrá en cuenta dejar un mínimo de dos metros y medio libres en cada fila para permitir el paso para tareas de montaje, mantenimiento, reparación y demás.

	<i>SunPower</i>	<i>Panasonic</i>	<i>Atersa</i>	<i>Jinko</i>
<i>Máximos paneles a lo ancho</i>	23,77	23,62	25,12	25,07
<i>(dejando 2,5m para el paso)</i>	21,38	21,24	22,59	22,55

Hay que tener en cuenta que este máximo se corresponde con el total del ancho de la cubierta, pero como ya se dijo anteriormente, hay que tener en cuenta que se trata de una cubierta a dos aguas.

Además habrá que tener en cuenta el número de filas que se pueden colocar a lo largo, para lo cual se tiene en cuenta el Anexo III del Pliego de Condiciones Técnicas (PTC) de Instalaciones Conectadas a Red, en el que se define la distancia mínima entre filas de módulos. Este fija las condiciones que se deben cumplir para que se “*garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno*”.

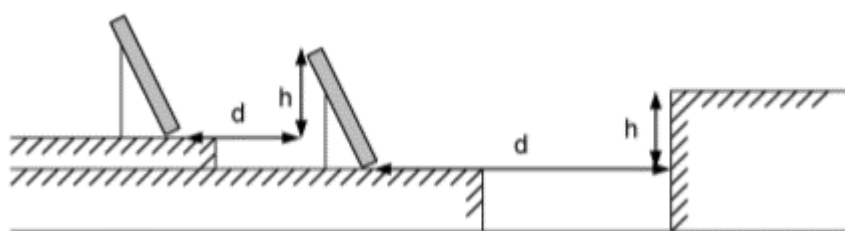


Figura 14. Esquema explicativo de la distancia entre paneles para evitar pérdidas por sombras.

Para ello ha de cumplirse que la distancia d , la cual se define como la distancia medida sobre la horizontal entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, sea como mínimo el producto de $h \cdot k$ siendo k un factor adimensional con valor:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Para este caso concreto $k=3.177$.

De esta manera considerando un altura $h=1.67$ del peto perimetral en el peor de los casos, es decir, en los extremos este y oeste de la cubierta, la distancia mínima a la que se debe colocar la primera fila de módulos será de 5.29 metros, que redondeamos a 5.30.

Ahora teniendo en cuenta las dimensiones propias de cada panel y acorde a la fórmula expuesta, se determinan los siguientes números máximos de filas para cada caso.

	<i>SunPower</i>	<i>Panasonic</i>	<i>Atersa</i>	<i>Jinko</i>
<i>Máximos filas de paneles</i>	11,70	11,63	11,25	10,98

En la siguiente tabla se resume el número máximo de paneles que se podrán disponer para cada instalación.

	<i>SunPower</i>	<i>Panasonic</i>	<i>Atersa</i>	<i>Jinko</i>
<i>Máximos paneles a lo ancho</i>	21	21	22	22
<i>Máximas filas a lo largo</i>	11	11	11	10
<i>Máximos paneles totales</i>	231	231	242	220

Como se puede observar esto no supone ninguna restricción para ninguna de las instalaciones, ya que el número calculado de paneles a instalar está muy por debajo del máximo admisible por espacio.

Otro factor importante a considerar para la disposición de los módulos en la cubierta será el conexionado por strings a las respectivas entradas del inversor, por lo que conviene colocarlos de manera clara o estratégica para evitar complicaciones en el posterior cableado y en futuros mantenimientos y/o averías.

Considerando lo arriba expuesto se procede a determinar una disposición para cada una de las cuatro instalaciones diferentes de manera que se faciliten posteriores procesos. Para ello, será importante la elección de los soportes de los módulos, los cuales serán necesarios para la colocación de los mismos en la cubierta del hotel. Como la orientación, como ya se adelantó, será fija para todo el año y con una inclinación de 35° , será un parámetro que habrá que considerar para la elección de los soportes, ya que aunque existe soportes que permiten regular la inclinación de la orientación de los paneles fotovoltaicos, estos son por lo general más caros y se va a optar por seleccionar soportes fijos con el fin de que la instalación no resulte tan costosa.

Ya que cada instalación, e incluso dentro de una misma instalación, se cuenta con strings o filas compuestas por un número de módulos diferente, se necesitarán, a priori, diferentes soportes para las diferentes filas que se quieran fijas sobre los mismos. Dicho esto se optará por soportes de la marca *SUNFER*, en concreto el modelo *CVE-915*, el cual cuenta con dimensiones para, desde un panel fotovoltaico hasta veinte, por lo que resulta perfecto para las múltiples posibilidades que se presentan en este proyecto.



Figura 15. Soporte de los módulos seleccionao.

Como se observa en este módulo se dispondrán los paneles de manera vertical, su perfilería es de aluminio EN AW 600 5.T6 y la tornillería de acero inoxidable. Además se recomienda su instalación en cubiertas metálicas, lo cual es este caso.

Una vez determinado el número máximo de paneles que se podrán colocar en la cubierta y de qué manera, y de seleccionar los soportes de los módulos fotovoltaicos, toca determinar su disposición, la cual se muestra a continuación de manera esquemática. Cabe destacar que se tuvo en cuenta el número de módulos de los diferentes strings para cada una de las instalaciones, con el fin de facilitar la instalación, y futuros mantenimientos o averías como ya se mencionó anteriormente. También se tuvo en cuenta dejar el espacio necesario para el paso de los técnicos cuando estos precisaran.

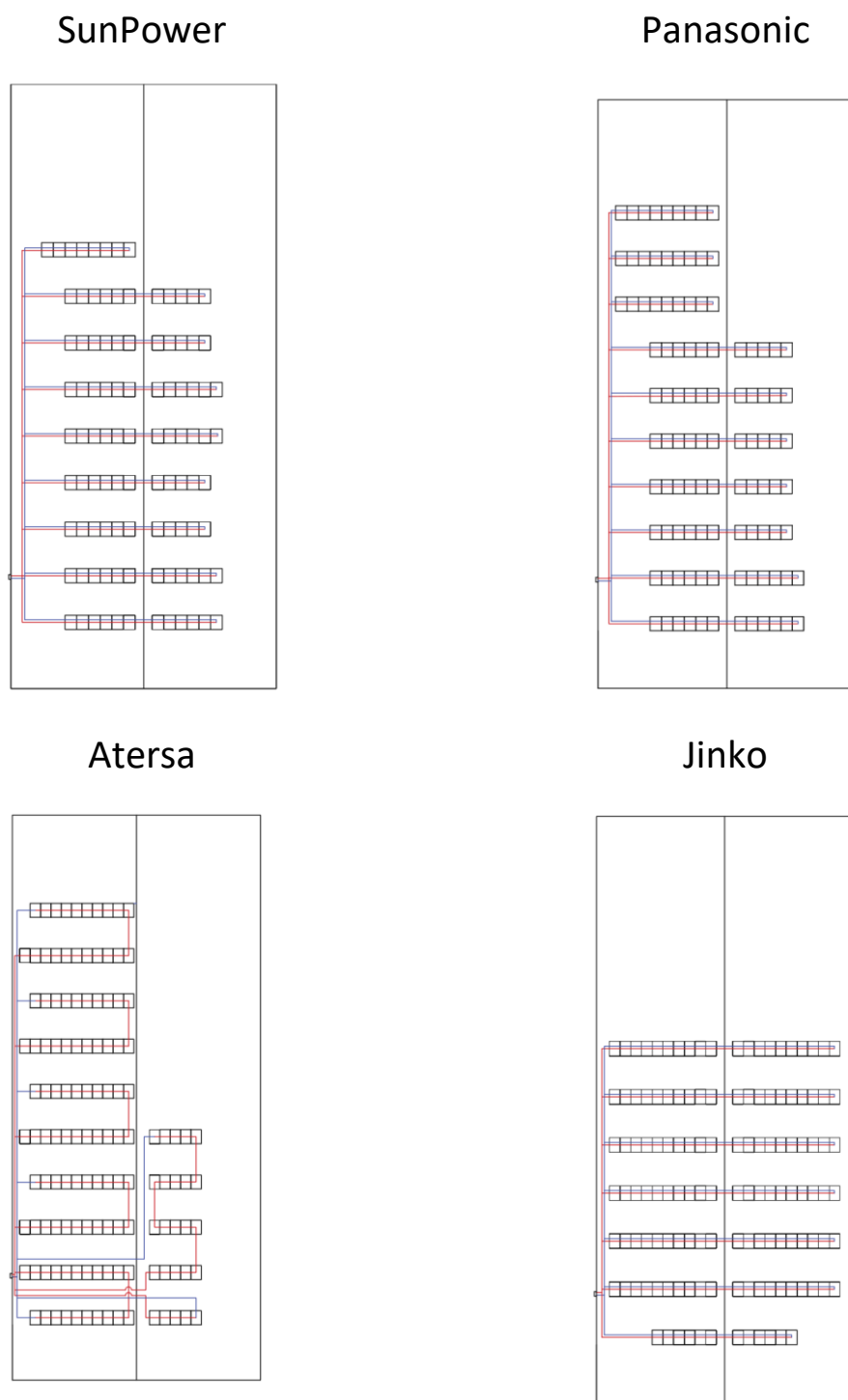


Figura 16. Esquemas del conexionado de los módulos fotovoltaicos.

8 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO

En este apartado se detallarán los cálculos llevados a cabo para determinar el dimensionado de los cables conductores. Para ello se hará uso del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE y del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e ITC, más concretamente del apartado ITC-BT-40 de este, que trata las Instalaciones Generadoras de Baja Tensión.

El PCT del IDAE establece de acuerdo al cableado que *“los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos”* y además debe cumplirse que *“para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %”* aunque en el Anexo I de este profundiza diciendo que *“el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %”*. A mayores establece que *“el cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas”*.

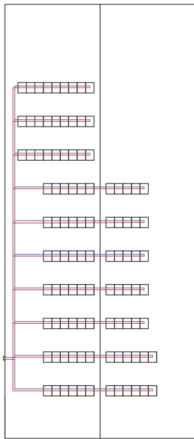
Por su parte, el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión establece, para el caso de instalaciones generadoras, que *“los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal”*.

Hay que tener en cuenta que hay que dimensionar el cableado teniendo el tramo de ida y el de vuelta, ya que al tratarse de corriente continua el tramo desde los módulos fotovoltaicos al inversor habrá que tener en cuenta ambos polos. Este recorrido es el mostrado en los esquemas de la distribución de los paneles en la cubierta anteriores y la longitud de los diferentes conductores desde cada fila de módulos al inversor se muestra a continuación. Cabe destacar que se dispondrán los cables a la intemperie en la cubierta y posteriormente se canalizarán por la fachada hasta uno de los cuartos de contadores, dónde se instalarán los inversores y la caja de conexión a red. La longitud de cable para llegar desde la cubierta hacia el cuarto de contadores a través de la canalización, se considera de cinco metros, para que los cables tengan la holgura suficiente que evite generar esfuerzos.

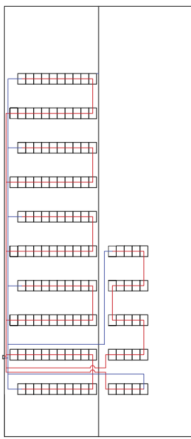
- SunPower:

Filas	L	
1	53	
2	45	
3	52	
4	60	
5	70	
6	79	
7	85	
8	93	
9	88	

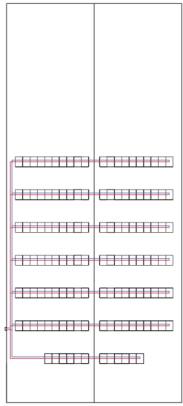
- Panasonic

<i>Filas</i>	<i>L</i>	
1	53	
2	46	
3	52	
4	60	
5	69	
6	77	
7	86	
8	80	
9	89	
10	97	

- Atersa

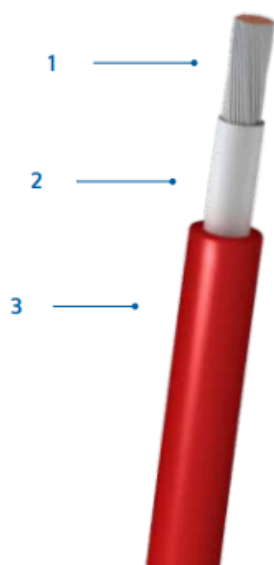
<i>Filas</i>	<i>L</i>	
1	61	
2	70	
3	87	
4	105	
5	122	
6	93	
7	53	

- Jinko

<i>Filas</i>	<i>L</i>	
1	53	
2	53	
3	62	
4	71	
5	80	
6	89	
7	98	

Nota: Se considera como fila 1 la mostrada en la parte más baja del esquema.

Los cables elegidos para la parte de continua serán de la marca Top Cable, que cuenta con un cable especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua a alterna. Además el diseño de sus materiales, permite que este pueda ser instalado a la intemperie en plenas garantías. Se tendrá en cuenta elegir dos colores, rojo y negro, para distinguir ambas polaridades. El conductor será de cobre, tal y como indica el PCT del IDAE.



TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

DISEÑO

1. Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228

2. Aislamiento

Goma libre de halógenos

3. Cubierta

Goma libre de halógenos de color negro o rojo.

Figura 17. Cable seleccionado para el tramo de corriente continua.

Para el tramo de corriente alterna trifásica, tramo del inversor a la caja de conexiones, se elige un cable, se elegirá una manguera libre de halógeno que cuente con las tres fases, neutro y conexión a tierra.



TOXFREE ZH RZ1-K (AS)

Cable flexible de potencia, libre de halógenos, para locales de pública concurrencia.

IEC 60502-1 / UNE 21123-4

DISEÑO

1. Conductor

Cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228

2. Aislamiento

Polietileno reticulado (XLPE).

La identificación normalizada de los conductores aislados es la siguiente:

1 x	Natural
2 x	Azul + Marrón
3 G	Azul + Marrón + Amarillo/Verde
3 x	Marrón + Negro + Gris
3 x + 1 x	Marrón + Negro + Gris + Azul (sección reducida)
4 G	Marrón + Negro + Gris + Amarillo/Verde
4 x	Marrón + Negro + Gris + Azul
5 G	Marrón + Negro + Gris + Azul + Amarillo/Verde
A ó más	negros numerados + Amarillo/Verde

3. Cubierta

Poliolefina ignífuga, de color verde, libre de halógenos y con baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio. Cable no propagador del incendio.

Figura 18. Cable seleccionado para el tramo de corriente alterna.

Una vez se tiene la longitud de cable necesaria y el cable a utilizar habrá que determinar la sección necesaria del mismo para cada tramo. Para ello se tendrá en cuenta el criterio de la máxima caída de tensión admitida, que tomaremos como un 0.5% por recomendación del PCT del IDEA, aunque se admite hasta un 1.5%, y el criterio de la sección mínima por calentamiento o intensidad máxima admisible. Además, tal y como estipula el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, se tomará como intensidad para el dimensionamiento el 125% de la máxima del generador, es decir, se tomará el 125% de la intensidad de cortocircuito del módulo en cuestión.

Dicho esto, los pasos seguidos para llevar a cabo el dimensionamiento de los conductores son los siguientes:

1. Se determina una sección, para el tramo de corriente continua, de acuerdo a la siguiente fórmula,

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\sigma_{Cu} \cdot \Delta V}$$

Donde L es la longitud del tramo, I la intensidad para el dimensionamiento del tramo, ΔV la caída de tensión admitida en la línea y σ_{Cu} la conductividad del cobre a 20°C, cuyo valor es $58 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$.

Para el caso del cableado del inversor a la caja de cableado se tomará la siguiente fórmula, al tratarse este de un tramo trifásico.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\sigma_{Cu} \cdot \Delta V}$$

Donde $\cos \varphi$ es el factor de potencia que se tomará como 1.

2. Una vez calculada una estimación para la sección se tomará la sección normalizada inmediatamente superior a la calculada para el caso del cobre de acuerdo a la siguiente tabla.

	mm ²
Cobre	1,5
	2,5
	4
	6
	10
	16
	25
	35
	50
	70
	95
	120
	150
	185
	240
	300

Figura 19. Tabla de secciones comerciales de cable de cobre.

3. Una vez se toma la tiene una sección normalizada se determinará cual es la intensidad máxima admisible para el conductor acorde a la siguiente tabla extraída del ICT-BT-19 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

A		Condutores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
B		Condutores aislados en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ³⁾					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
E		Cables multiconductores al aire libre ⁴⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ⁵⁾						3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁶⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾			
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵⁾								3x PVC ⁹⁾		3x XLPE o EPR		
			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50			117	125	133	145	159	175	188	250	
			70		94	103	149	160	171	188	202	224	244	321
			95				180	194	207	230	245	271	296	391
			120				208	225	240	267	284	314	348	455
			150				236	260	278	310	338	363	404	525
			185				268	297	317	354	386	415	464	601
			240				315	350	374	419	455	490	552	711
			300				360	404	423	484	524	565	640	821

Figura 20. Tabla de intensidades máximas admisibles.

Para el caso de los conductores de corriente continua serán o bien “Cables multipolares directamente sobre la pared”, para el primer tramo en el que los cables van sobre la cubierta, y “Condutores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra”, para el segundo tramo en el que van por una canalización desde la cubierta hasta el cuarto donde se instalarán los inversores. En ambos casos el cable es el mismo, 2x XLPE, y en ambos casos coincide la columna 8. Si esto no fuese así habrá que tomar la intensidad más restrictiva. Para el tramo de los inversores a la caja de conexiones, que se resguardará en una canaleta, se tratará de “cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra” y 3x XLPE, por lo que se recurrirá a la columna 6.

4. A continuación se tendrá en cuenta la variación de la conductividad del cobre debido a la temperatura de trabajo del cable.

$$\sigma_{Cu_t} = \frac{1}{\frac{1}{\sigma_{Cu}} \cdot (1 + \alpha_{Cu} \cdot (T - 20))}$$

Donde α_{Cu} es el coeficiente de variación de la conductividad con la temperatura y tiene un valor de $0.00393\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ y T será la temperatura de trabajo del conductor, calculada a partir de la siguiente fórmula:

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \cdot \left(\frac{I}{I_{max}} \right)^2$$

Donde T_0 es la temperatura ambiente que se considera de 20°C , T_{max} la temperatura admitida por el conductor según su aislamiento (120°C para los cables de continua y 90°C para los de alterna en este caso), I la intensidad que circula por el conductor e I_{max} la intensidad máxima admitida por el mismo, previamente conocida.

5. Una vez calculada la conductividad del conductor para la temperatura de trabajo, se calcula la sección que necesitaría este según esta nueva conductividad de acorde a la fórmula del paso 1 para a continuación seleccionar la sección normalizada correspondiente acorde al paso 2. En caso de coincidir esta sección con la previamente seleccionada se dará esta como válida, en caso contrario, se volverá a calcular la nueva conductividad para este caso repitiendo de nuevo el proceso hasta dar con una sección válida.

A continuación se muestran las secciones de cable determinadas para cada tramo de las diferentes instalaciones de estudio:

- *SunPower*

Desde	Hasta	L (m)	V (V)	I (A)	S (mm ²)
Fila 1	STP 15000TL-30 (1)	53	687,6	6,39	6
Fila 2	STP 15000TL-30 (1)	45	687,6	6,39	4
Fila 3	STP 15000TL-30 (1)	52	630,3	6,39	6
Fila 4	STP 15000TL-30 (1)	60	630,3	6,39	6
Fila 5	STP 15000TL-30 (2)	70	687,6	6,39	6
Fila 6	STP 15000TL-30 (2)	79	687,6	6,39	10
Fila 7	STP 15000TL-30 (2)	85	630,3	6,39	10
Fila 8	STP 15000TL-30 (2)	93	630,3	6,39	10
Fila 9	STP3.0-3AV-40	88	458,4	6,39	16
STP 15000TL-30 (1)	Caja de conexiones	5	400	29	4
STP 15000TL-30 (2)	Caja de conexiones	5	400	29	4
STP3.0-3AV-40	Caja de conexiones	5	400	13,5	2,5

- *Panasonic*

Desde	Hasta	L (m)	V (V)	I (A)	S (mm ²)
Fila 1	STP 15000TL-30 (1)	53	691,2	6,03	6
Fila 2	STP 15000TL-30 (1)	46	691,2	6,03	4
Fila 3	STP 15000TL-30 (1)	52	633,6	6,03	6
Fila 4	STP 15000TL-30 (1)	60	633,6	6,03	6
Fila 5	STP 15000TL-30 (2)	69	633,6	6,03	6
Fila 6	STP 15000TL-30 (2)	77	633,6	6,03	10
Fila 7	STP 15000TL-30 (2)	86	633,6	6,03	10
Fila 8	STP 15000TL-30 (2)	80	518,4	6,03	10

Fila 9	STP 15000TL-30 (2)	89	518,4	6,03	10
Fila 10	STP3.0-3AV-40	97	518,4	6,03	10
STP 15000TL-30 (1)	Caja de conexiones	5	400	29	4
STP 15000TL-30 (2)	Caja de conexiones	5	400	29	4
STP3.0-3AV-40	Caja de conexiones	5	400	13,5	2,5

- *Atersa*

Desde	Hasta	L (m)	V (V)	I (A)	S (mm²)
Fila 1	STP 25000TL-30	61	662,6	9,01	10
Fila 2	STP 25000TL-30	70	662,6	9,01	10
Fila 3	STP 25000TL-30	87	662,6	9,01	16
Fila 4	STP 25000TL-30	105	662,6	9,01	16
Fila 5	STP 25000TL-30	122	662,6	9,01	16
Fila 6	STP6.0-3AV-40	93	631,0	9,01	16
Fila 7	STP6.0-3AV-40	53	157,8	9,01	35
STP 25000TL-30	Caja de conexiones	5	400	36,2	6
STP6.0-3AV-40	Caja de conexiones	5	400	27,3	4

- *Jinko*

Desde	Hasta	L (m)	V (V)	I (A)	S (mm²)
Fila 1	STP3.0-3AV-40	53	378,6	9,09	16
Fila 2	STP 15000TL-30 (1)	53	631,0	9,09	10
Fila 3	STP 15000TL-30 (1)	62	631,0	9,09	10
Fila 4	STP 15000TL-30 (1)	71	631,0	9,09	10
Fila 5	STP 15000TL-30 (2)	80	631,0	9,09	16
Fila 6	STP 15000TL-30 (2)	89	631,0	9,09	16
Fila 7	STP 15000TL-30 (2)	98	631,0	9,09	16
STP 15000TL-30 (1)	Caja de conexiones	5	400	29	4
STP 15000TL-30 (2)	Caja de conexiones	5	400	29	4
STP3.0-3AV-40	Caja de conexiones	5	400	13,5	2,5

9 CANALIZACIONES

La canalización escogida para alojar los cables desde la cubierta hasta la sala donde se encontrarán los inversores, deberá tener uno de los lados de la sección transversal mayor a 16 mm, tal y como ordena el ITC-BT-21 del REBT y además debe cumplirse que *“el número máximo de conductores que pueden ser alojados en el interior de una canal será el compatible con un tendido fácilmente realizable y considerando la incorporación de accesorios en la misma canal”*. Atendiendo a estos requisitos se elige la siguiente canalización de la marca Unex: U43X sin halógenos con unas dimensiones de 40x90, suficientes para el alojamiento de nuestros cables, y una longitud aproximada de tres metros y medio.

Respecto a la canalización interior se opta por el mismo modelo pero de menor tamaño: 40x60. Respecto a su longitud se estiman no más de 5 metros, teniendo en cuenta el tramo de llegada a los inversores y el tramo de estos a la caja de conexiones.

Para ambas canalizaciones, exterior e interior, se tendrán en cuenta los ángulos, cubrejuntas y/o derivaciones necesarias ya que esto dependerá del número de inversores presentes, entre otras cosas.

Por ejemplo para la canalización exterior se necesitarán dos ángulos exteriores y para la canalización interior dependiendo del número de inversores se necesitarán una o dos derivaciones con sus respectivos codos planos para ambos entrada y salida del inversor.



Figura 21. Canalización seleccionada: Unex U43X.

10 PROTECCIONES

10.1 Protecciones contra sobreintensidades

En este apartado se calcularán las protecciones necesarias para la protección de la instalación contra sobreintensidades debidas a descargas eléctricas, cortocircuitos o sobrecargas. Esto se hará con fusibles para el lado de corriente continua y de magnetotérmico para el lado de alterna.

Existen dos condiciones que deben cumplir estos dispositivos de protección:

1. La primera condición indica físicamente que el fusible debe dejar pasar la corriente necesaria para que la instalación funcione según su demanda prevista, pero no permitir en ningún momento que se alcance una corriente que deteriore el cable, en concreto su aislamiento, que es la parte más débil. Se define por:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Donde I_b es la corriente de diseño correspondiente, es decir, la corriente nominal de los módulos fotovoltaicos para el lado de corriente continua y la intensidad nominal de salida del inversor para el lado de alterna.

Por su parte, I_n será la corriente nominal del fusible, cuyos valores normalizados se muestran en la siguiente tabla:

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Figura 22. Tabla de intensidades nominales de los fusibles de BT.

Por último I_z es la corriente máxima admisible del conductor protegido, la cual es conocida de cuando se calculó la sección de los conductores.

2. La segunda condición a cumplir expresa que los cables eléctricos pueden soportar sobrecargas transitorias sin deteriorarse de hasta un 145% de la intensidad máxima admisible térmicamente y sólo entonces es cuando los fusibles han de actuar, fundiéndose cuando, durante el tiempo convencional se mantiene la corriente convencional de fusión.

$$I_f \leq 1.45 \cdot I_z$$

Donde I_f es la corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección. El cálculo de esta será acorde a la siguiente tabla.

I_n (A)	Tiempo convencional (h)	I_f Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	1	$2,1 I_n$
$4 < I_n \leq 16$	1	$1,9 I_n$
$16 < I_n \leq 63$	1	$1,6 I_n$
$63 < I_n \leq 160$	2	$1,6 I_n$
$160 < I_n \leq 400$	3	$1,6 I_n$
$400 < I_n$	4	$1,6 I_n$

Figura 23. Tabla para el dimensionamiento de los fusibles.

De acuerdo a estas dos condiciones se itera las veces que sea necesario hasta conseguir los dispositivos de protección adecuados, los cuales se muestran en las siguientes tablas para los cuatro tipos e instalación.

- *SunPower*

Desde	Hasta	I _b (A)	I _z (A)	I _n (A)	I _f (A)
Fila 1	STP 15000TL-30 (1)	6,39	49	40	64
Fila 2	STP 15000TL-30 (1)	6,39	38	25	40
Fila 3	STP 15000TL-30 (1)	6,39	49	40	64
Fila 4	STP 15000TL-30 (1)	6,39	49	40	64
Fila 5	STP 15000TL-30 (2)	6,39	49	40	64
Fila 6	STP 15000TL-30 (2)	6,39	68	50	80
Fila 7	STP 15000TL-30 (2)	6,39	68	50	80
Fila 8	STP 15000TL-30 (2)	6,39	68	50	80
Fila 9	STP3.0-3AV-40	6,39	91	80	128
STP 15000TL-30 (1)	Caja de conexiones	21,7	52	40	64
STP 15000TL-30 (2)	Caja de conexiones	21,7	52	40	64
STP3.0-3AV-40	Caja de conexiones	13,5	22	16	30,4

- *Panasonic*

Desde	Hasta	I _b (A)	I _z (A)	I _n (A)	I _f (A)
Fila 1	STP 15000TL-30 (1)	6,03	49	40	64
Fila 2	STP 15000TL-30 (1)	6,03	38	25	40
Fila 3	STP 15000TL-30 (1)	6,03	49	40	64
Fila 4	STP 15000TL-30 (1)	6,03	49	40	64
Fila 5	STP 15000TL-30 (2)	6,03	49	40	64
Fila 6	STP 15000TL-30 (2)	6,03	68	50	80
Fila 7	STP 15000TL-30 (2)	6,03	68	50	80
Fila 8	STP 15000TL-30 (2)	6,03	68	50	80
Fila 9	STP 15000TL-30 (2)	6,03	68	50	80
Fila 10	STP3.0-3AV-40	6,03	68	50	80
STP 15000TL-30 (1)	Caja de conexiones	29	52	40	64
STP 15000TL-30 (2)	Caja de conexiones	29	52	40	64
STP3.0-3AV-40	Caja de conexiones	13,5	22	16	30,4

- *Atersa*

Desde	Hasta	I _b (A)	I _z (A)	I _n (A)	I _f (A)
Fila 1	STP 25000TL-30	9,01	68	50	80
Fila 2	STP 25000TL-30	9,01	68	50	80
Fila 3	STP 25000TL-30	9,01	91	80	128
Fila 4	STP 25000TL-30	9,01	91	80	128
Fila 5	STP 25000TL-30	9,01	91	80	128
Fila 6	STP6.0-3AV-40	9,01	91	80	128
Fila 7	STP6.0-3AV-40	9,01	144	125	200
STP 25000TL-30	Caja de conexiones	36,2	52	40	64
STP6.0-3AV-40	Caja de conexiones	27,3	52	40	64

- *Jinko*

Desde	Hasta	I_b (A)	I_z (A)	I_n (A)	I_f (A)
Fila 1	STP3.0-3AV-40	9,09	91	80	128
Fila 2	STP 15000TL-30 (1)	9,09	68	50	80
Fila 3	STP 15000TL-30 (1)	9,09	68	50	80
Fila 4	STP 15000TL-30 (1)	9,09	68	50	80
Fila 5	STP 15000TL-30 (2)	9,09	91	80	128
Fila 6	STP 15000TL-30 (2)	9,09	91	80	128
Fila 7	STP 15000TL-30 (2)	9,09	91	80	128
STP 15000TL-30 (1)	Caja de conexiones	29	52	40	64
STP 15000TL-30 (2)	Caja de conexiones	29	52	40	64
STP3.0-3AV-40	Caja de conexiones	13,5	22	16	30,4

Como se puede observar hay varias celdas de la columna I_z destacadas, esto es así porque en el caso de alterna se han tenido que aumentar algunas secciones de los cables previamente calculadas para poder encontrar un magnetotérmico con una intensidad normalizada que cumpliera su función en cada caso. Las celdas destacadas en rojo indican que se aumentó la sección por dos veces, mientras que las destacadas en amarillo que solo hizo falta hacerlo una vez. A continuación se muestran las nuevas secciones de conductores:

- *SunPower*

Desde	Hasta	L (m)	V (V)	I (A)	S (mm ²)
Fila 1	STP 15000TL-30 (1)	53	687,6	6,39	6
Fila 2	STP 15000TL-30 (1)	45	687,6	6,39	4
Fila 3	STP 15000TL-30 (1)	52	630,3	6,39	6
Fila 4	STP 15000TL-30 (1)	60	630,3	6,39	6
Fila 5	STP 15000TL-30 (2)	70	687,6	6,39	6
Fila 6	STP 15000TL-30 (2)	79	687,6	6,39	10
Fila 7	STP 15000TL-30 (2)	85	630,3	6,39	10
Fila 8	STP 15000TL-30 (2)	93	630,3	6,39	10
Fila 9	STP3.0-3AV-40	88	458,4	6,39	16
STP 15000TL-30 (1)	Caja de conexiones	5	400	29	10
STP 15000TL-30 (2)	Caja de conexiones	5	400	29	10
STP3.0-3AV-40	Caja de conexiones	5	400	13,5	2,5

- *Panasonic*

Desde	Hasta	L (m)	V (V)	I (A)	S (mm ²)
Fila 1	STP 15000TL-30 (1)	53	691,2	6,03	6
Fila 2	STP 15000TL-30 (1)	46	691,2	6,03	4
Fila 3	STP 15000TL-30 (1)	52	633,6	6,03	6
Fila 4	STP 15000TL-30 (1)	60	633,6	6,03	6
Fila 5	STP 15000TL-30 (2)	69	633,6	6,03	6
Fila 6	STP 15000TL-30 (2)	77	633,6	6,03	10

Fila 7	STP 15000TL-30 (2)	86	633,6	6,03	10
Fila 8	STP 15000TL-30 (2)	80	518,4	6,03	10
Fila 9	STP 15000TL-30 (2)	89	518,4	6,03	10
Fila 10	STP3.0-3AV-40	97	518,4	6,03	10
STP 15000TL-30 (1)	Caja de conexiones	5	400	29	10
STP 15000TL-30 (2)	Caja de conexiones	5	400	29	10
STP3.0-3AV-40	Caja de conexiones	5	400	13,5	2,5

- *Atersa*

Desde	Hasta	L (m)	V (V)	I (A)	S (mm²)
Fila 1	STP 25000TL-30	61	662,6	9,01	10
Fila 2	STP 25000TL-30	70	662,6	9,01	10
Fila 3	STP 25000TL-30	87	662,6	9,01	16
Fila 4	STP 25000TL-30	105	662,6	9,01	16
Fila 5	STP 25000TL-30	122	662,6	9,01	16
Fila 6	STP6.0-3AV-40	93	631,0	9,01	16
Fila 7	STP6.0-3AV-40	53	157,8	9,01	35
STP 25000TL-30	Caja de conexiones	5	400	36,2	10
STP6.0-3AV-40	Caja de conexiones	5	400	27,3	10

- *Jinko*

Desde	Hasta	L (m)	V (V)	I (A)	S (mm²)
Fila 1	STP3.0-3AV-40	53	378,6	9,09	16
Fila 2	STP 15000TL-30 (1)	53	631,0	9,09	10
Fila 3	STP 15000TL-30 (1)	62	631,0	9,09	10
Fila 4	STP 15000TL-30 (1)	71	631,0	9,09	10
Fila 5	STP 15000TL-30 (2)	80	631,0	9,09	16
Fila 6	STP 15000TL-30 (2)	89	631,0	9,09	16
Fila 7	STP 15000TL-30 (2)	98	631,0	9,09	16
STP 15000TL-30 (1)	Caja de conexiones	5	400	29	10
STP 15000TL-30 (2)	Caja de conexiones	5	400	29	10
STP3.0-3AV-40	Caja de conexiones	5	400	13,5	2,5

Además las protecciones calculadas se contará con un interruptor automático diferencial seguido de los magnetotérmicos, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación, tal y como establece el Real Decreto 1663/2000.

10.2 Protecciones contra sobretensiones

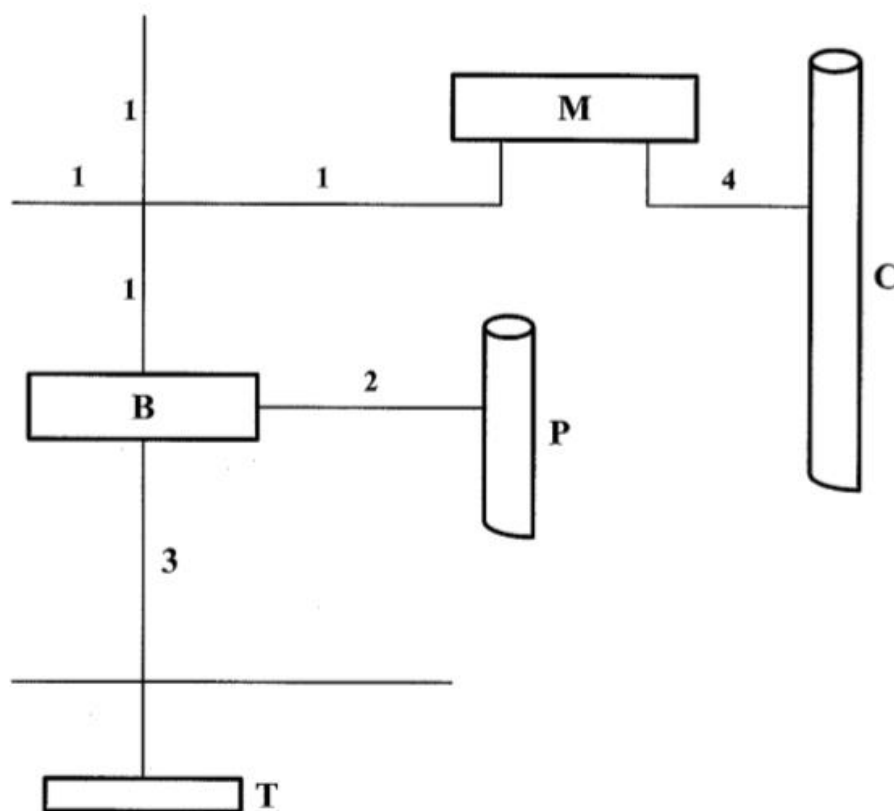
Respecto a las protecciones contra sobretensiones, las cuales están diseñadas para las instalaciones eléctricas que puedan sufrir una sobretensión fruto de las redes de distribución originadas por condiciones atmosféricas, conmutaciones o defectos de las redes, cabe decir que en el caso de esta instalación, el elemento expuesto a la red eléctrica es el inversor, y

este ya está previsto de protecciones contra posibles sobretensiones gracias a los descargadores integrados que se especifican en la hoja de características de los mismos.

11 PUESTA A TIERRA

El PCT del IDAE expone que “todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra”, a lo que añade que “esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión”. Por su parte el REBT establece que “cuando otras instrucciones técnicas prescriban como obligatoria la puesta a tierra de algún elemento o parte de la instalación, dichas puestas a tierra se regirán por el contenido de la presente instrucción”, por lo que se determinará la puesta a tierra tal y como en este reglamento se expone.

El objeto de la puesta a tierra es “limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados”, tal y como establece el REBT, y la define como “la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo”.



Leyenda

- 1 Conductor de protección.
- 2 Conductor de unión equipotencial principal.
- 3 Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
- 4 Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- B Borne principal de tierra.
- M Masa.
- C Elemento conductor.
- P Canalización metálica principal de agua.
- T Toma de tierra.

Figura 24. Esquema explicativo de la puesta a tierra.

La toma de tierra (T) se compone de elementos como barras, pletinas o placas, o “*anillos mallas metálicas constituidos por elementos anteriores o sus combinaciones*”. Además la profundidad nunca será inferior a 0,50 m.

Por su parte los conductores de tierra (C) serán conductores de cobre de sección mínima de 25 mm^2 y los bornes de puesta a tierra deben estar previstos de un dispositivo de desconexión para medir la resistencia de la toma.

La puesta a tierra (PAT) se dimensionará de forma que su resistencia en cualquier circunstancia previsible no da pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V en terrenos húmedos y 50 V para el resto.

La resistencia de la puesta a tierra dependerá de las dimensiones del electrodo, que en este caso se elegirán picas de acero cobreado de 2.5 metros de longitud (L) y 18 mm de diámetro. La resistividad del terreno (ρ), se estima en $500 \Omega\text{m}$, valor que ofrece la ITC-BT-18 para terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes. Una vez definido el tipo de electrodo y la resistividad del terreno, la resistencia de la tierra se determinará de la siguiente manera:

$$R = \frac{\rho}{L} = \frac{500}{2.5} = 200 \Omega$$

Este valor es muy elevado ya que tomando una sensibilidad del diferencial de 1 A y considerando este terreno como un terreno húmedo, la resistencia no debería ser mayor de 24Ω . La manera de reducir esta resistencia será aumentar el número de picas en el terreno, conectándolas en paralelo. De esta manera se necesitarían 9 picas para reducir la resistencia hasta 22.2Ω . Para que las picas añadidas resulten eficientes, la separación de los electrodos debe ser al menos igual a la profundidad de la pica clavada en el terreno, ya que si no hay un espacio correcto entre las picas de puesta a tierra, sus esferas de influencia se obstaculizarán y no se disminuirá la resistencia de tierra, por lo que se separarán una distancia de 3 metros.

En conclusión para la puesta a tierra se dispondrán en paralelo 9 picas de acero cobreado, de 2.5 metros de longitud y 18 milímetros de diámetro, a una profundidad de 3 metros y separadas la misma distancia. Además estas estarán conectadas entre sí por un anillo conductor de cobre de 24 metros y de 25 mm^2 de sección.

12 CÁLCULO DE PÉRDIDAS

Una vez tenemos la instalación completamente dimensionada se procede a calcular las pérdidas de la misma, las cuales son en gran medida inevitables. Hecho esto podremos obtener el rendimiento energético de la instalación o “*performance ratio*” (PR), el cual nos permitirá estimar de manera más precisa de manera más precisa la producción de la instalación, siendo esta la producción máxima teórica de la instalación.

El PR expresa la eficiencia real de la instalación en condiciones reales de trabajo, teniendo en cuenta la eficiencia debida a la temperatura de célula, la eficiencia del cableado, las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad, las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia, la eficiencia energética del inversor, etc. Este se calculará como:

$$PR = R_{to,var} \cdot (1 - L_{temp}) \cdot (1 - L_{cab}) \cdot \varepsilon_{inv}$$

Donde $R_{to,var}$ es el rendimiento de los módulos fotovoltaicos por operar en condiciones diferentes a las CEM. Este rendimiento incluye pérdidas como las debidas al polvo sobre los módulos (L_{pol}), pérdidas debidas a la dispersión de parámetros entre módulos (L_{dis}) y pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral (L_{ref}). Por tanto el valor del rendimiento de los módulos fotovoltaicos por operar en condiciones diferentes a las CEM se calculará como:

$$R_{to,var} = (1 - L_{pol}) \cdot (1 - L_{dis}) \cdot (1 - L_{ref})$$

Por su parte L_{temp} son las pérdidas por temperatura de la célula y se calculan como:

$$L_{temp} = g \cdot (T_c - 25)$$

Donde g es el coeficiente de pérdida de potencia por temperatura y T_c la temperatura de la célula.

Por último L_{cab} son las pérdidas de potencia debidas al cableado de corriente continua entre los paneles fotovoltaicos y la entrada del inversor, las cuales incluyen pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, etc, y ε_{inv} es la eficiencia del inversor.

Una vez introducidas las fórmulas y conceptos necesarios se procede al cálculo de las diferentes pérdidas.

12.1 Pérdidas por polvo

Según el PCT de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se “ven muy sucios”. Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos fotovoltaicos que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo. Ante la imposibilidad de calcular un valor exacto para estas pérdidas se toma como valor estimado el dado por este organismo: 3%.

12.2 Pérdidas por dispersión

Este tipo de pérdidas se dan debido a que los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico presentan dispersión, es decir, la producción energética será menor de la ideal. Al no conocer este valor y contar con la imposibilidad de su cálculo para esta instalación se toma la aproximación proporcionada por el PCT del IDAE: 2%.

12.3 Pérdidas por reflectancia angular espectral

Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo fotovoltaico al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo fotovoltaico. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %. De igual manera que las pérdidas anteriores, ante la imposibilidad de calcular un valor exacto se tomará la estimación dada por el PCT del IDAE: 3%.

12.4 Pérdidas por temperatura

Las pérdidas por temperatura dependen de la temperatura de célula y del coeficiente de variación de potencia con la temperatura como ya se adelantó. Esta temperatura de la célula se calculará como sigue:

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) \cdot \frac{E}{800}$$

Donde T_{amb} será la temperatura ambiente del mes en cuestión, $TONC$ será la temperatura de operación nominal del módulo, dada por la hoja de características del mismo, y E la irradiancia de la zona en W/m^2 . Tanto los datos de temperatura ambiente como de irradiancia se extraen de PVGIS, solo teniendo en cuenta aquellas 4 horas más significativas del día, es decir, las horas previas y posteriores del mediodía solar. Estos datos climáticos se muestran a continuación:

	Irradiancia (W/m^2)	$T_{amb}(^{\circ}C)$
Enero	332,53	14,41
Febrero	518,65	15,26
Marzo	593,60	13,70
Abril	642,82	15,19
Mayo	671,25	15,42
Junio	694,21	17,37
Julio	810,35	19,53
Agosto	755,58	20,70
Septiembre	713,67	19,60
Octubre	691,60	18,80
Noviembre	639,76	15,59
Diciembre	478,98	14,66

En la siguiente tabla se muestran los datos técnicos necesarios extraídos de las respectivas hojas de características de los módulos fotovoltaicos.

	SunPower SPR X21-345	Panasonic VBHN325SJ47	Atersa A- 265P	Jinko JKM270PP-60
$TONC(^{\circ}C)$	41,5	44	47	45
$g(\%/^{\circ}C)$	0,29	0,258	0,43	0,4

Con estos datos se puede determinar la temperatura de célula y en consecuencia las pérdidas relativas a la temperatura.

- *SunPower*

	$T_{amb} (^{\circ}C)$	$T_c (^{\circ}C)$	$L_{temp} (\%)$
<i>Enero</i>	14,41	23,35	0,000
<i>Febrero</i>	15,26	29,20	1,217
<i>Marzo</i>	13,70	29,65	1,349
<i>Abril</i>	15,19	32,46	2,164
<i>Mayo</i>	15,42	33,46	2,455
<i>Junio</i>	17,37	36,02	3,196
<i>Julio</i>	19,53	41,31	4,730
<i>Agosto</i>	20,70	41,01	4,643
<i>Septiembre</i>	19,60	38,78	3,996
<i>Octubre</i>	18,80	37,38	3,591
<i>Noviembre</i>	15,59	32,78	2,256
<i>Diciembre</i>	14,66	27,53	0,734

- *Panasonic*

	$T_{amb} (^{\circ}C)$	$T_c (^{\circ}C)$	$L_{temp} (\%)$
<i>Enero</i>	14,41	24,39	0,000
<i>Febrero</i>	15,26	30,82	1,501
<i>Marzo</i>	13,70	31,51	1,678
<i>Abril</i>	15,19	34,47	2,443
<i>Mayo</i>	15,42	35,56	2,725
<i>Junio</i>	17,37	38,19	3,403
<i>Julio</i>	19,53	43,84	4,861
<i>Agosto</i>	20,70	43,37	4,740
<i>Septiembre</i>	19,60	41,01	4,130
<i>Octubre</i>	18,80	39,55	3,753
<i>Noviembre</i>	15,59	34,78	2,523
<i>Diciembre</i>	14,66	29,03	1,039

- *Atersa*

	$T_{amb} (^{\circ}C)$	$T_c (^{\circ}C)$	$L_{temp} (\%)$
<i>Enero</i>	14,41	25,63	0,273
<i>Febrero</i>	15,26	32,76	3,338
<i>Marzo</i>	13,70	33,73	3,754
<i>Abril</i>	15,19	36,88	5,109
<i>Mayo</i>	15,42	38,08	5,624
<i>Junio</i>	17,37	40,79	6,792
<i>Julio</i>	19,53	46,88	9,409

<i>Agosto</i>	20,70	46,21	9,118
<i>Septiembre</i>	19,60	43,69	8,035
<i>Octubre</i>	18,80	42,14	7,370
<i>Noviembre</i>	15,59	37,18	5,237
<i>Diciembre</i>	14,66	30,82	2,504

- *Jinko*

	$T_{amb} (^{\circ}C)$	$T_c (^{\circ}C)$	$L_{temp} (\%)$
<i>Enero</i>	14,41	24,80	0,000
<i>Febrero</i>	15,26	31,47	2,586
<i>Marzo</i>	13,70	32,25	2,899
<i>Abril</i>	15,19	35,27	4,109
<i>Mayo</i>	15,42	36,40	4,560
<i>Junio</i>	17,37	39,06	5,624
<i>Julio</i>	19,53	44,85	7,942
<i>Agosto</i>	20,70	44,32	7,727
<i>Septiembre</i>	19,60	41,90	6,760
<i>Octubre</i>	18,80	40,41	6,164
<i>Noviembre</i>	15,59	35,58	4,231
<i>Diciembre</i>	14,66	29,63	1,850

12.5 Pérdidas por cableado

En el cálculo del cableado se consideró una máxima caída de tensión del 0.5% para su diseño. Dichas pérdidas van a ser en realidad menores, ya que en todo caso se escogió una sección normalizada mayor a la sección de cálculo, pero al tratarse de un valor tan pequeño y que además no recoge las pérdidas de dispositivos como fusibles o mismo las uniones, que a su vez también son pérdidas muy pequeñas se considerará como un 0.5% de pérdidas en el cableado de continua.

12.6 Eficiencia del inversor

El dato de la eficiencia de cada inversor se recoge en su hoja de características, pero ya que cada instalación cuenta con varios inversores se estimará como eficiencia global de los inversores de la instalación, a la suma de la eficiencia de cada uno de ellos ponderado por la potencia que este asume sobre el total.

A continuación se muestra la eficiencia de cada inversor seleccionado para este proyecto:

<i>Inversor</i>	<i>Eficiencia (%)</i>
<i>STP 15000TL-30</i>	98
<i>STP 25000TL-30</i>	98.1
<i>STP3.0-3AV-40</i>	96.5
<i>STP6.0-3AV-40</i>	97.6

Por lo que las pérdidas para el conjunto de inversores de cada instalación, o lo que es lo mismo, su eficiencia conjunta será:

<i>Instalación</i>	ε_{inv} (%)
<i>SunPower</i>	97.88
<i>Panasonic</i>	97.87
<i>Atersa</i>	98
<i>Jinko</i>	97.86

13 PERFORMANCE RATIO (PR)

Una vez calculadas todas las pérdidas relativas a la instalación se puede calcular el coeficiente de rendimiento energético de cada instalación, de acuerdo a la fórmula previamente presentada que se muestra de nuevo a continuación:

$$PR = R_{to,var} \cdot (1 - L_{temp}) \cdot (1 - L_{cab}) \cdot \varepsilon_{inv}$$

- SunPower

Mes	L_{pol}	L_{dis}	L_{ref}	$R_{to,var}$	L_{temp}	L_{cab}	ε_{inv}	PR
Enero					0,00%			0,898
Febrero					1,22%			0,887
Marzo					1,35%			0,886
Abril					2,16%			0,879
Mayo					2,45%			0,876
Junio					3,20%			0,869
Julio	3,00%	2,00%	3,00%	92,21%	4,73%	0,50%	97,88%	0,856
Agosto					4,64%			0,856
Septiembre					4,00%			0,862
Octubre					3,59%			0,866
Noviembre					2,26%			0,878
Diciembre					0,73%			0,891
Promedio	3,00%	2,00%	3,00%	92,21%	2,53%	0,50%	97,88%	0,875

- Panasonic

Mes	L_{pol}	L_{dis}	L_{ref}	$R_{to,var}$	L_{temp}	L_{cab}	ε_{inv}	PR
Enero					0,00%			0,898
Febrero					1,50%			0,884
Marzo					1,68%			0,883
Abril					2,44%			0,876
Mayo					2,72%			0,873
Junio					3,40%			0,867
Julio	3,00%	2,00%	3,00%	92,21%	4,86%	0,50%	97,87%	0,854
Agosto					4,74%			0,855
Septiembre					4,13%			0,861
Octubre					3,75%			0,864
Noviembre					2,52%			0,875
Diciembre					1,04%			0,889
Promedio	3,00%	2,00%	3,00%	92,21%	2,73%	0,50%	97,87%	0,873

- *Atersa*

<i>Mes</i>	L_{pol}	L_{dis}	L_{ref}	$R_{to,var}$	L_{temp}	L_{cab}	ε_{inv}	PR
<i>Enero</i>					0,27%			0,897
<i>Febrero</i>					3,34%			0,869
<i>Marzo</i>					3,75%			0,865
<i>Abril</i>					5,11%			0,853
<i>Mayo</i>					5,62%			0,849
<i>Junio</i>					6,79%			0,838
<i>Julio</i>	3,00%	2,00%	3,00%	92,21%	9,41%	0,50%	98,00%	0,815
<i>Agosto</i>					9,12%			0,817
<i>Septiembre</i>					8,03%			0,827
<i>Octubre</i>					7,37%			0,833
<i>Noviembre</i>					5,24%			0,852
<i>Diciembre</i>					2,50%			0,877
<i>Promedio</i>	3,00%	2,00%	3,00%	92,21%	5,55%	0,50%	98,00%	0,849

- *Jinko*

<i>Mes</i>	L_{pol}	L_{dis}	L_{ref}	$R_{to,var}$	L_{temp}	L_{cab}	ε_{inv}	PR
<i>Enero</i>					0,00%			0,898
<i>Febrero</i>					2,59%			0,875
<i>Marzo</i>					2,90%			0,872
<i>Abril</i>					4,11%			0,861
<i>Mayo</i>					4,56%			0,857
<i>Junio</i>					5,62%			0,847
<i>Julio</i>	3,00%	2,00%	3,00%	92,21%	7,94%	0,50%	97,86%	0,827
<i>Agosto</i>					7,73%			0,828
<i>Septiembre</i>					6,76%			0,837
<i>Octubre</i>					6,16%			0,843
<i>Noviembre</i>					4,23%			0,860
<i>Diciembre</i>					1,85%			0,881
<i>Promedio</i>	3,00%	2,00%	3,00%	92,21%	4,54%	0,50%	97,86%	0,857

14 ENERGÍA PRODUCIDA

Una vez calculado el “*performance ratio*” en el que se reflejan todas las pérdidas del sistema de generación, se puede hacer una estimación de la energía producida (E_p), de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}} [kWh/día]$$

Donde $G_{dm}(\alpha, \beta)$ es el valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en $kWh/(m^2 día)$, P_{mp} es la potencia pico de los módulos fotovoltaicos y G_{CEM} es la irradiancia en condiciones estándar de medida, es decir, $1 kW/m^2$.

Estos datos se muestran a continuación tal y como pide el PCT del IDAE:

- SunPower

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² día)]	$G_{dm}(0^\circ, 35^\circ)$ [kWh/(m ² día)]	PR	E_p [kWh/día]
Enero	1,6	2,04	0,898	63,28
Febrero	2,34	2,53	0,887	77,33
Marzo	3,62	4,38	0,886	133,96
Abril	4,62	5,18	0,879	157,15
Mayo	5,64	5,48	0,876	165,75
Junio	6,36	5,82	0,869	174,54
Julio	6,3	6,67	0,856	196,75
Agosto	5,71	6,88	0,856	203,37
Septiembre	4,9	5,40	0,862	160,57
Octubre	2,71	4,88	0,866	145,62
Noviembre	1,74	3,06	0,878	92,75
Diciembre	1,34	3,22	0,891	99,00
Promedio	3,91	4,63	0,875	139,17

- Panasonic

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² día)]	$G_{dm}(0^\circ, 35^\circ)$ [kWh/(m ² día)]	PR	E_p [kWh/día]
Enero	1,6	2,04	0,898	63,19
Febrero	2,34	2,53	0,884	76,99
Marzo	3,62	4,38	0,883	133,31
Abril	4,62	5,18	0,876	156,47
Mayo	5,64	5,48	0,873	165,03
Junio	6,36	5,82	0,867	173,90
Julio	6,3	6,67	0,854	196,18
Agosto	5,71	6,88	0,855	202,86
Septiembre	4,9	5,40	0,861	160,10
Octubre	2,71	4,88	0,864	145,15

<i>Noviembre</i>	1,74	3,06	0,875	92,36
<i>Diciembre</i>	1,34	3,22	0,889	98,54
Promedio	3,91	4,63	0,873	138,67

- *Atersa*

<i>Mes</i>	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² día)]	$G_{dm}(0^\circ, 35^\circ)$ [kWh/(m ² día)]	<i>PR</i>	E_p [kWh/día]
<i>Enero</i>	1,6	2,04	0,897	63,10
<i>Febrero</i>	2,34	2,53	0,869	75,66
<i>Marzo</i>	3,62	4,38	0,865	130,67
<i>Abril</i>	4,62	5,18	0,853	152,40
<i>Mayo</i>	5,64	5,48	0,849	160,33
<i>Junio</i>	6,36	5,82	0,838	168,02
<i>Julio</i>	6,3	6,67	0,815	187,05
<i>Agosto</i>	5,71	6,88	0,817	193,79
<i>Septiembre</i>	4,9	5,40	0,827	153,79
<i>Octubre</i>	2,71	4,88	0,833	139,88
<i>Noviembre</i>	1,74	3,06	0,852	89,91
<i>Diciembre</i>	1,34	3,22	0,877	97,21
Promedio	3,91	4,63	0,849	134,32

- *Jinko*

<i>Mes</i>	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² día)]	$G_{dm}(0^\circ, 35^\circ)$ [kWh/(m ² día)]	<i>PR</i>	E_p [kWh/día]
<i>Enero</i>	1,6	2,04	0,898	65,36
<i>Febrero</i>	2,34	2,53	0,875	78,77
<i>Marzo</i>	3,62	4,38	0,872	136,19
<i>Abril</i>	4,62	5,18	0,861	159,09
<i>Mayo</i>	5,64	5,48	0,857	167,50
<i>Junio</i>	6,36	5,82	0,847	175,75
<i>Julio</i>	6,3	6,67	0,827	196,36
<i>Agosto</i>	5,71	6,88	0,828	203,27
<i>Septiembre</i>	4,9	5,40	0,837	161,07
<i>Octubre</i>	2,71	4,88	0,843	146,39
<i>Noviembre</i>	1,74	3,06	0,860	93,86
<i>Diciembre</i>	1,34	3,22	0,881	101,10
Promedio	3,91	4,63	0,857	140,39

Los valores de $G_{dm}(\alpha, \beta)$ se obtienen de la herramienta PVGIS, mientras que los de $G_{dm}(0)$ a partir del Atlas de Radiación Solar de España del Aemet como se muestra a continuación.

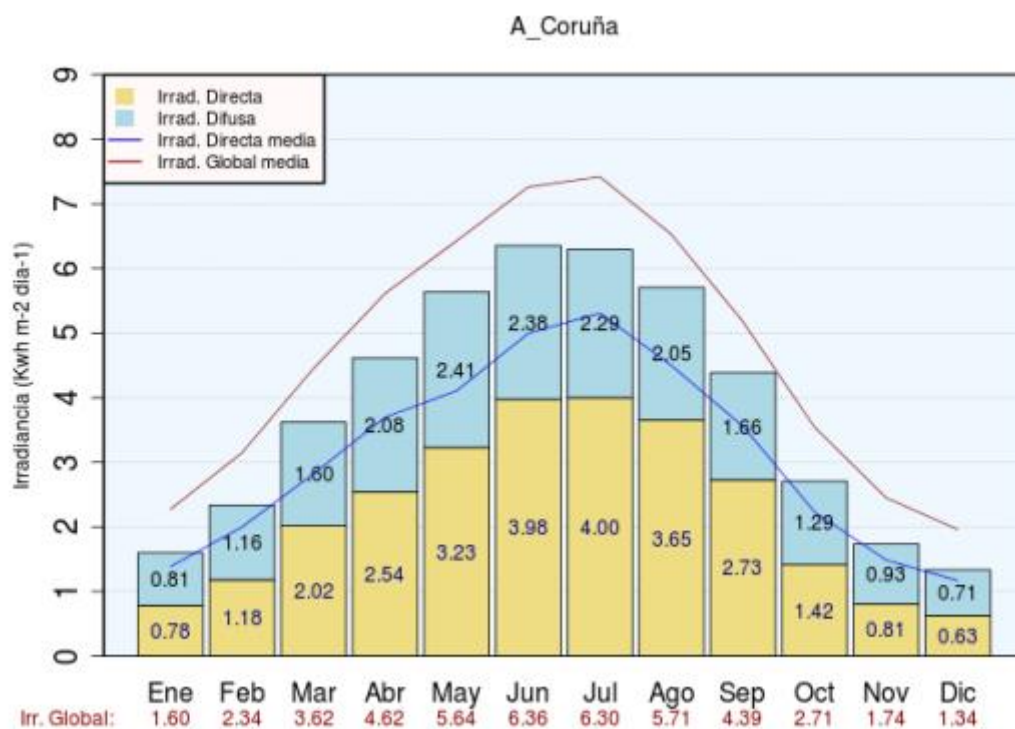


Figura 25. Radiación solar en la provincia de A Coruña. (Fuente: Aemet)

Ferrol, Septiembre de 2019

Fdo: Ruben Ferradás Castelo



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

TRABAJO FIN DE MÁSTER

CURSO 2018/19

*ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN DE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE UN HOTEL*

Máster en Ingeniería Industrial

Anexo II

AHORRO Y RENTABILIDAD

ÍNDICE

1 Objeto	3
2 Ahorro.....	4
3 Costes.....	13
4 Rentabilidad	14
4.1 Financiación.....	20
4.2 Subvenciones	24
5 Conclusión	32

1 OBJETO

El objeto de esta instalación será definir el ahorro que trae consigo la implantación de cada uno de los casos de estudio de la instalación fotovoltaica, gracias a no tener la necesidad de comprar tanta electricidad de las distribuidoras eléctricas.

Para ello, se definirá la energía que podrá generar cada una de las instalaciones, que junto con la definición del precio de compra de la energía eléctrica en caso de que esta proviniese de las compañías eléctricas y del precio de compensación de la energía eléctrica excedentaria vertida a la red, permite conocer el ahorro o beneficios que trae consigo la implantación de una instalación fotovoltaica.

Además, con el fin de determinar la viabilidad de la instalación se definirán los costes relacionados al funcionamiento de la misma, que se resumen a los costes de su mantenimiento.

Una vez se tienen, los “ingresos” o beneficios económicos de la instalación y los costes de la misma se podrá medir su rentabilidad calculando valores como el VAN, la TIR y el período de recuperación de la inversión, lo que permitirá seleccionar la instalación más rentable en términos económicos.

Por último se contemplará la influencia de pedir un crédito para poder hacer frente a la inversión inicial de la instalación y como este influirá en la rentabilidad del proyecto, así como los beneficios que podría acarrear el obtener una subvención o ayuda que reduzca la inversión inicial para la puesta en marcha de la instalación.

2 AHORRO

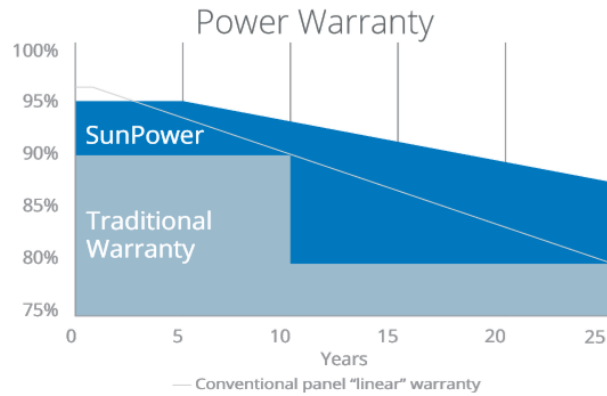
El dotar al hotel con una instalación fotovoltaica no le proporciona unos ingresos propiamente dichos, sino que más bien vamos a hablar de un ahorro, ya que el generar esta electricidad de forma propia evita tener que comprarla a la distribuidora eléctrica. Aunque también es cierto que se verterán los excedentes obteniendo una recompensación por los mismos, este es un término que se descontará de las cantidades a facturar antes de impuestos tal y como marca el artículo 14 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por lo que a fin de cuentas este tampoco es un ingreso propiamente dicho, sino más bien un ahorro.

Sea como fuere, este ahorro es el beneficio que proporciona la instalación de los módulos fotovoltaicos y el cual determinará si la instalación es rentable en el tiempo o no. Este ahorro dependerá de dos términos, que más bien son tres: el primero y más determinante, será la producción energética de la instalación, mientras que los otros dos serán el precio que esta tenga, es decir, por un lado el precio al que se compraría esta energía en caso de no autoproducirla y por otro lado el precio con el que se remuneran los excedentes vertidos a la red.

La energía que puede generar la instalación se extrae de la conclusión del Anexo I: Dimensionamiento de la Instalación, en el que se muestra la energía que producirían mensualmente cada una de las instalaciones una vez determinado su coeficiente de rendimiento energético o "performance ratio", es decir, una vez descontadas las pérdidas de las mismas. Estos datos se recogen en la siguiente tabla:

	SunPower		Panasonic		Atersa		Jinko	
Mes	PR	E_p (kWh/día)	PR	E_p (kWh/día)	PR	E_p (kWh/día)	PR	E_p (kWh/día)
Enero	0,898	63,28	0,898	63,19	0,897	63,10	0,898	65,36
Febrero	0,887	77,33	0,884	76,99	0,869	75,66	0,875	78,77
Marzo	0,886	133,96	0,883	133,31	0,865	130,67	0,872	136,19
Abril	0,879	157,15	0,876	156,47	0,853	152,40	0,861	159,09
Mayo	0,876	165,75	0,873	165,03	0,849	160,33	0,857	167,50
Junio	0,869	174,54	0,867	173,90	0,838	168,02	0,847	175,75
Julio	0,856	196,75	0,854	196,18	0,815	187,05	0,827	196,36
Agosto	0,856	203,37	0,855	202,86	0,817	193,79	0,828	203,27
Septiembre	0,862	160,57	0,861	160,10	0,827	153,79	0,837	161,07
Octubre	0,866	145,62	0,864	145,15	0,833	139,88	0,843	146,39
Noviembre	0,878	92,75	0,875	92,36	0,852	89,91	0,860	93,86
Diciembre	0,891	99,00	0,889	98,54	0,877	97,21	0,881	101,10
Promedio	0,875	139,17	0,873	138,67	0,849	134,32	0,857	140,39

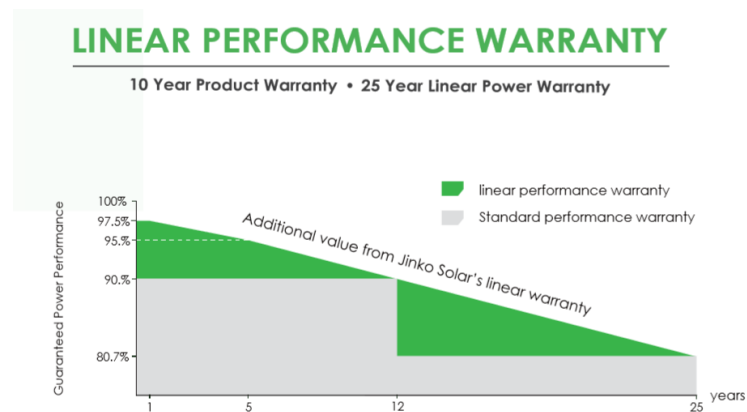
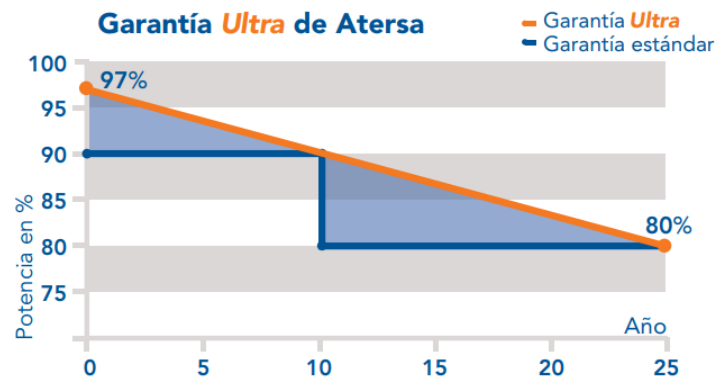
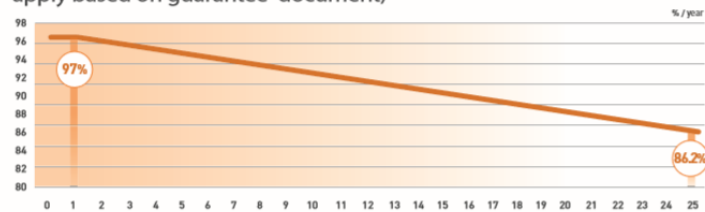
Además de esto, para conocer la energía que será posible generar a lo largo de los años, se va a tener en cuenta la garantía de producción ofrecida por los fabricantes, ya que la energía que estos consiguen producir se ve disminuida con el paso del tiempo. A continuación se pueden ver las gráficas extraídas de la hoja de características de cada módulo, en las que reflejan su garantía de producción.



More guaranteed power: 95% for first 5 years,
 -0.4%/yr. to year 25 ⁷

Guarantee

Power output: 25 years linear
 (1st year 97 %, from 2nd year -0.45 %/year, in 25th year 86.2%)
 Product workmanship: 25 years
 (registration necessary on www.eu-solar.panasonic.net, otherwise 15 years
 apply based on guarantee document)



Una vez conocido el coeficiente de pérdidas de la instalación y la bajada de rendimiento de los módulos con el paso de los años, se puede determinar la cantidad de energía que generará cada instalación para el tiempo de vida de la instalación, es este caso 25 años, aunque algunos expertos aseguran que esta puede ser mayor. Cabe tener en cuenta que no solo se tiene en cuenta la energía producida por los módulos en el año, sino que es determinante su producción a lo largo del día, ya que esto determinará que parte de esta energía son excedentes, cuyo ahorro es mucho menor, dicho de otra forma, no es rentable tener una instalación para vender excedentes a la red, ya que la remuneración de estos es muy baja en comparación con la inversión necesaria para poner en marcha la instalación, lo que resulta rentable es evitar comprar la mayor cantidad de energía posible de las distribuidoras eléctricas gracias a la energía que producen los módulos. El porcentaje de energía que se generará en las distintas franjas del día de cada mes se observa en la siguiente matriz.

Hora\Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
1:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
4:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
5:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,28%	1,53%	1,60%	1,56%	0,50%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6:00	0,00%	0,00%	0,23%	1,87%	3,65%	3,85%	3,49%	2,37%	1,10%	0,22%	0,00%	0,00%
7:00	0,00%	0,79%	1,97%	4,43%	5,12%	5,36%	4,72%	4,81%	3,61%	2,48%	0,98%	0,01%
8:00	2,28%	3,58%	5,09%	6,68%	6,83%	6,71%	6,20%	6,78%	6,31%	6,54%	4,81%	2,84%
9:00	7,06%	7,40%	8,67%	8,66%	8,32%	7,82%	7,53%	8,36%	8,86%	10,02%	10,00%	8,47%
10:00	11,57%	11,32%	11,62%	10,18%	9,62%	8,99%	8,74%	9,40%	11,03%	12,14%	13,68%	12,70%
11:00	14,15%	14,16%	13,09%	11,16%	10,60%	9,69%	9,43%	10,08%	12,28%	12,92%	15,72%	16,05%
12:00	17,05%	15,17%	14,07%	11,58%	10,71%	9,78%	9,76%	10,36%	12,70%	13,29%	16,57%	17,63%
13:00	17,80%	14,76%	14,13%	11,36%	9,97%	9,44%	9,73%	10,28%	12,45%	13,83%	15,04%	16,34%
14:00	14,36%	13,51%	12,06%	10,51%	9,45%	8,85%	9,47%	9,92%	11,26%	12,53%	11,96%	13,56%
15:00	10,02%	10,62%	9,18%	8,84%	8,42%	8,08%	8,81%	8,90%	9,34%	9,11%	8,05%	9,11%
16:00	4,74%	6,25%	6,15%	6,85%	6,53%	7,07%	7,59%	7,58%	6,66%	5,22%	2,98%	3,26%
17:00	0,96%	2,28%	2,97%	4,68%	4,74%	6,03%	6,21%	5,99%	3,46%	1,64%	0,21%	0,02%
18:00	0,00%	0,18%	0,78%	2,32%	3,21%	4,66%	4,71%	3,60%	0,95%	0,06%	0,00%	0,00%
19:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,59%	1,30%	1,98%	2,03%	1,07%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
20:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,07%	0,05%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
21:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
22:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
23:00	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Figura 1. Matriz que muestra el porcentaje de radiación horaria en los diferentes meses del año en el plano de un módulo orientado a sur con 35° de inclinación.

Teniendo en cuenta la energía que puede generar la instalación para cada franja horaria del año y su decremento en la generación con los años se puede conocer la energía que se espera generar cada franja horaria de cada año de estudio de este proyecto, por lo que conociendo el consumo horario del hotel, se podrá determinar la cantidad de energía se evita comprar a la distribuidora eléctrica y la cantidad de energía que se genera en exceso.

A continuación se muestran, como referencia visual, tomando de ejemplo la instalación con módulos de la marca Atersa, como se alinea la producción con la demanda en el mejor y

peor mes del primer año, y como se verá mermada la generación para los mismos meses en el último año de estudio.

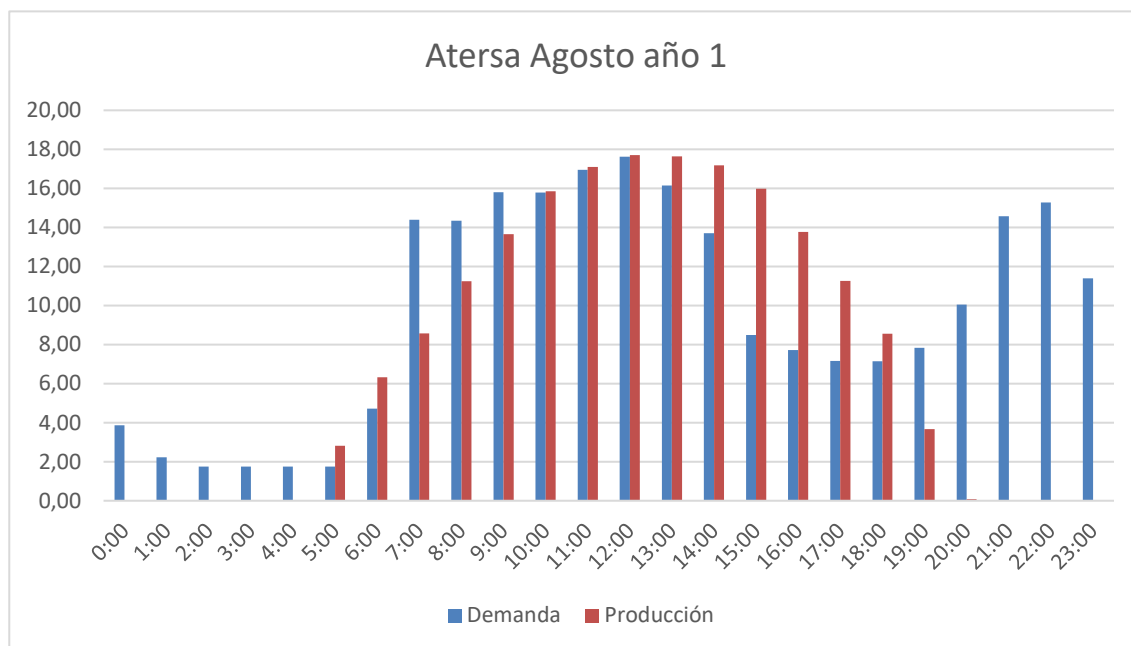


Figura 2. Alineación del perfil de producción con el de consumo para el mes más favorable del primer año en el caso de la instalación Atersa.

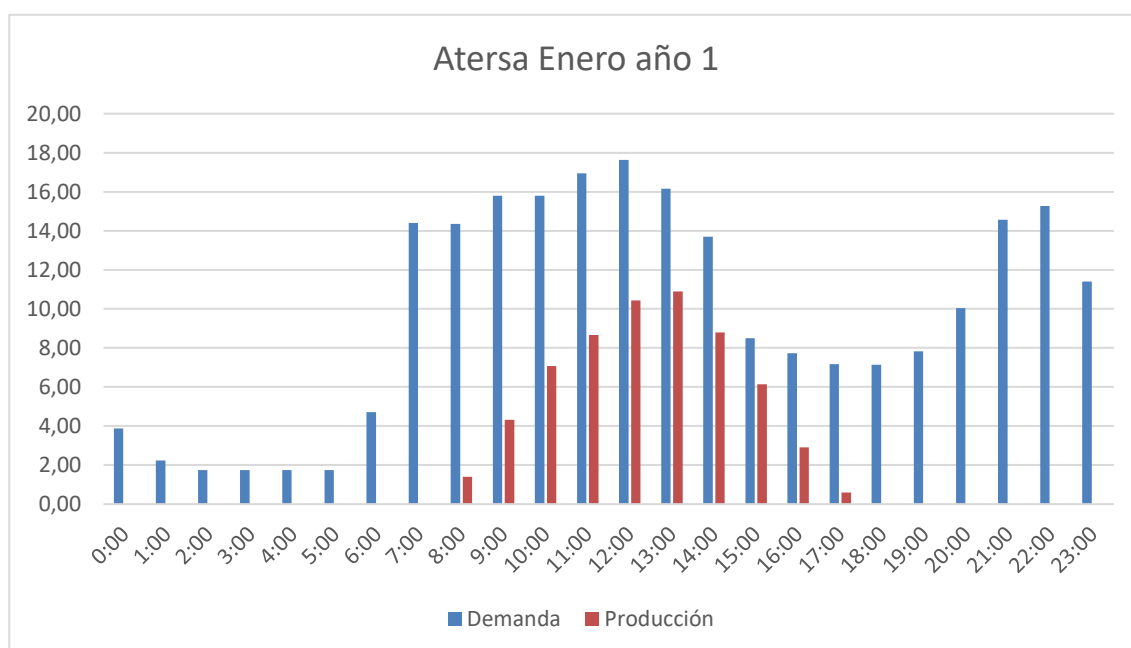


Figura 3. Alineación del perfil de producción con el de consumo para el mes menos favorable del primer año en el caso de la instalación Atersa.

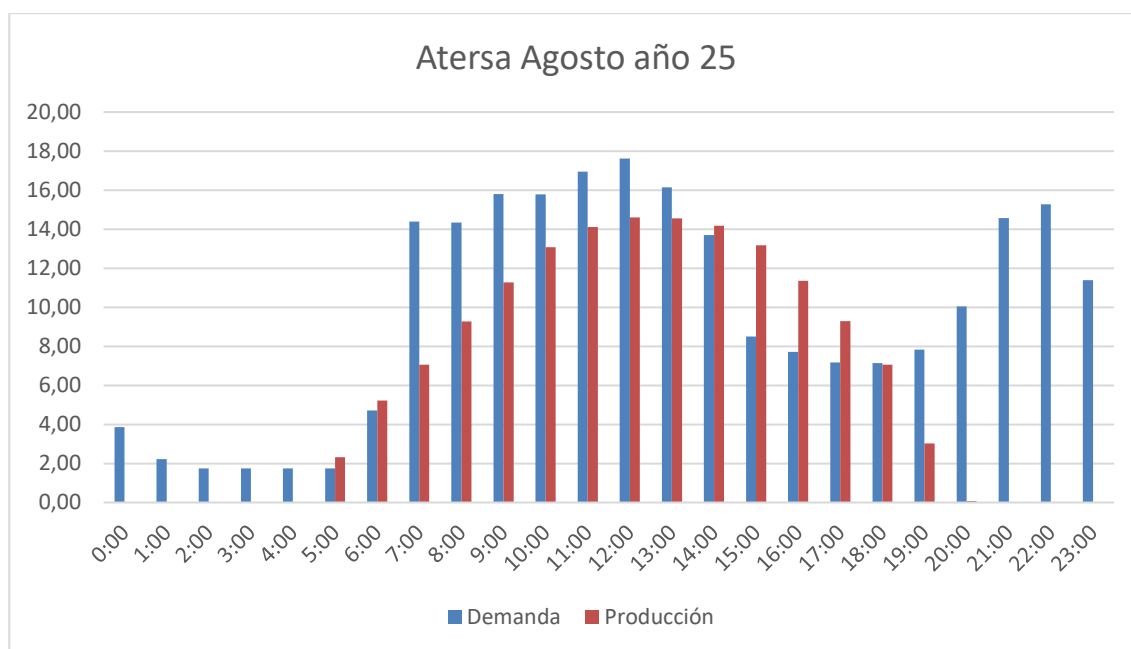


Figura 4. . Alineación del perfil de producción con el de consumo para el mes más favorable del año 25 en el caso de la instalación Atersa.

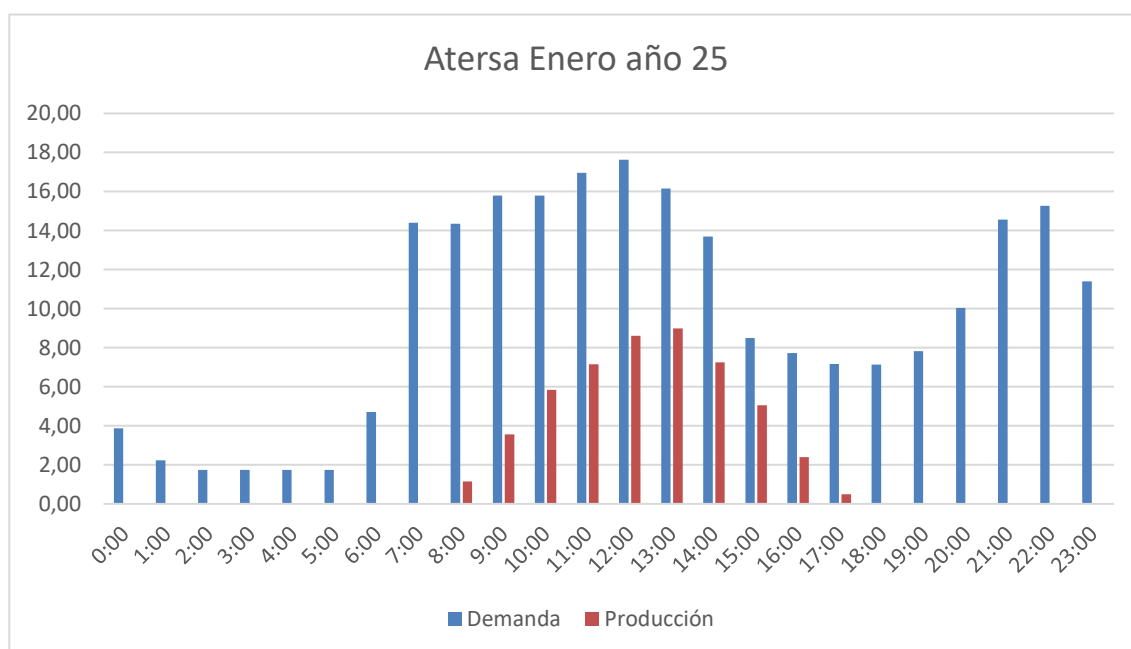


Figura 5. Alineación del perfil de producción con el de consumo para el mes menos favorable del año 25 en el caso de la instalación Atersa.

Una vez se conoce la energía producida y su relación con la demanda, falta conocer los precios a los que se compraría la electricidad en caso de no consumir de la generada por la instalación y la compensación obtenida por el vertido de los excedentes a la red.

Para el primero de los casos se opta por tomar los precios de una compañía conocida como es Iberdrola, se tomará la tarifa 3.0, ya que son estas las contratadas por aquellos clientes, que tienen una potencia contratada superior a 15 kilovatios, lo cual es este caso. Los precios de esta tarifa varían según el período horario y la estación en que se consuma, por lo que el ahorro que conlleva la energía generada también lo hará.

Precios Plan 3.0 de Iberdrola 2019			
Término	Periodo punta	Periodo valle	Periodo supervalle
Término de potencia	42,2030€/kW/año	25,6013€/kW/año	18,2114€/kW/año
Término de energía	0,1278€/kWh	0,1101€/kWh	0,0831€/kWh

Horarios tarifa de acceso 3.0		
Periodo	Invierno	Verano
Punta	18:00-22:00h	11:00-15:00h
Valle	22:00-00:00h y 08:00-18:00h	15:00-00:00h y 08:00-11:00h
Supervalle	00:00-08:00h	00:00-08:00h

Figura 6. Tarifa eléctrica seleccionada.

Por su parte, para el caso de la compensación de la energía excedentaria, al no haber datos concretos del contrato que ofrecería la misma compañía a la que se compra energía se toman los datos ofrecidos por la Red Eléctrica de España en la web del operador del sistema eSios, puesto en marcha por la misma, donde se publica diariamente el precio del MWh con el que se compensará a los autoconsumidores que viertan a la red la energía excedentaria. Se toma el historial de datos disponibles, desde el 1 de abril de 2019, fecha en que se empiezan a publicar estos datos, hasta el 31 de julio del mismo año, fecha anterior a la entrega de este proyecto. Con este historial se hace una media del precio por hora del día, obteniendo los siguientes precios:

Hora	(€/MWh)
0:00	50,84
1:00	47,74
2:00	45,17
3:00	44,27
4:00	44,11
5:00	45,21
6:00	47,03
7:00	49,20
8:00	51,57
9:00	52,38
10:00	51,96
11:00	51,67
12:00	51,84
13:00	51,44
14:00	49,65
15:00	47,56
16:00	46,37
17:00	46,44
18:00	46,91
19:00	48,40

20:00	51,08
21:00	54,32
22:00	53,30
23:00	50,61

En el siguiente gráfico se puede observar de manera más visual la evolución de la compensación por venta de excedentes a lo largo del día.

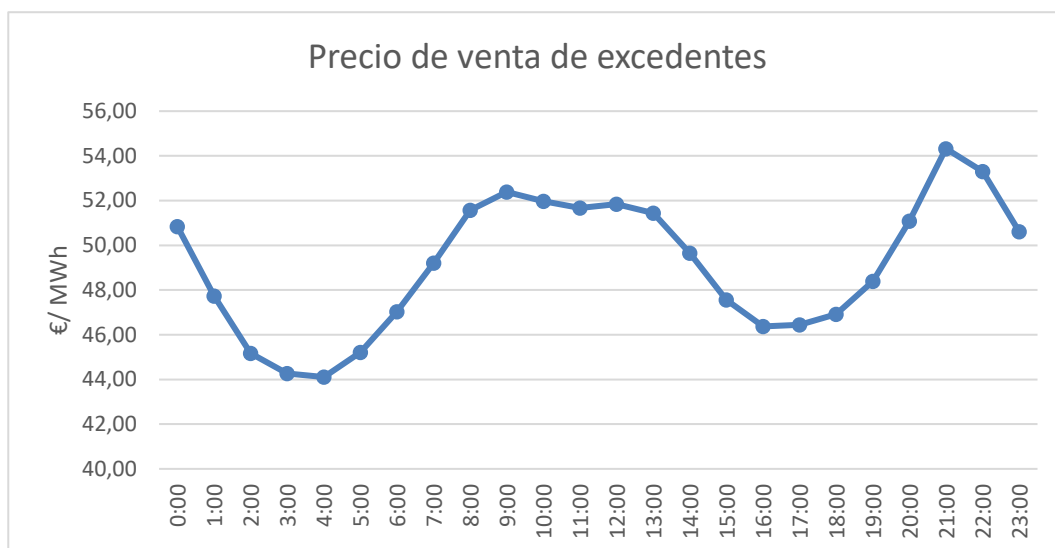


Figura 7. Precio de remuneración medio por venta de excedentes a lo largo del día.

Además para el precio de compra de la electricidad a la eléctrica se supondrá una evolución en el precio siguiendo la tendencia de los últimos años. Para ello, se ha recurrido de nuevo a la Red Eléctrica de España, de donde se toman los precios de la electricidad desde abril del 2014 hasta julio del 2019, obteniendo su línea de tendencia que servirá para determinar los precios futuros de cara al análisis de rentabilidad de este proyecto. La pendiente de la línea de tendencia obtenida es de 1.1928%, por lo que este será la subida considerada para el precio de la electricidad.

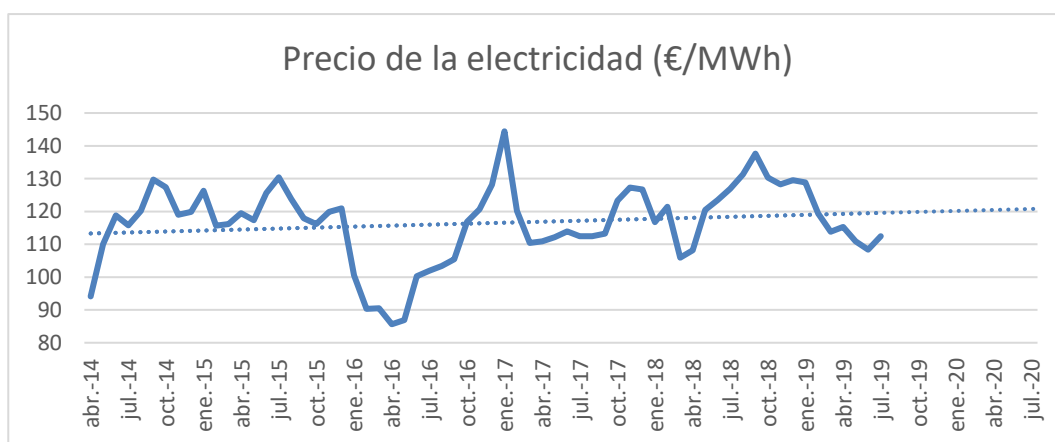


Figura 8. Evolución del precio de la electricidad.

Con respecto a los precios de compensación por vertido de excedentes se tomarán constantes en el tiempo, ante la falta de un histórico de datos amplio, debido a su reciente implantación, que permita hacer una predicción futura.

En referencia al cálculo del ahorro también habrá que tener en cuenta los impuestos, en el caso de no comprarla se ahorra el impuesto a la electricidad, del 5.113% y el IVA, que asciende al 21%. Por su parte para la venta de excedentes el estará exenta de pagar los peajes de acceso al sistema eléctrico según establece el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, que de la misma forma que expone que *“sobre las cantidades a facturar antes de impuestos, deberá descontarse el término de la energía horaria excedentaria”*, por lo que al descontarse la cantidad económica debido a la energía excedentaria antes de aplicarse los impuestos, tampoco se pagarán impuestos por razón a esa cuantía.

Una vez expuesto lo anterior, a continuación se muestran los ahorros año a año derivados de cada instalación fotovoltaica.

	SunPower		Panasonic		Atersa		Jinko	
Año	Ahorro	Vertido	Ahorro	Vertido	Ahorro	Vertido	Ahorro	Vertido
1	4.979,23 €	214,07 €	5.025,66 €	235,05 €	4.954,23 €	190,21 €	5.079,93 €	253,59 €
2	4.979,23 €	214,07 €	5.012,93 €	229,41 €	4.933,77 €	182,09 €	5.062,27 €	243,72 €
3	4.979,23 €	214,07 €	5.000,12 €	223,82 €	4.912,01 €	174,53 €	5.044,07 €	234,08 €
4	4.979,23 €	214,07 €	4.987,30 €	218,22 €	4.889,71 €	167,21 €	5.025,43 €	224,61 €
5	4.979,23 €	214,07 €	4.974,49 €	212,62 €	4.866,95 €	160,11 €	5.005,33 €	215,75 €
6	4.967,80 €	209,08 €	4.961,67 €	207,02 €	4.843,81 €	153,18 €	4.985,06 €	206,98 €
7	4.956,36 €	204,09 €	4.948,76 €	201,46 €	4.819,76 €	146,64 €	4.964,79 €	198,20 €
8	4.944,81 €	199,15 €	4.935,61 €	196,01 €	4.795,09 €	140,40 €	4.944,30 €	189,53 €
9	4.933,07 €	194,29 €	4.922,25 €	190,66 €	4.770,04 €	134,30 €	4.923,19 €	181,13 €
10	4.921,14 €	189,52 €	4.908,75 €	185,37 €	4.744,86 €	128,25 €	4.900,43 €	173,46 €
11	4.909,01 €	184,84 €	4.895,12 €	180,14 €	4.719,07 €	122,45 €	4.877,34 €	165,92 €
12	4.896,85 €	180,18 €	4.881,40 €	174,96 €	4.692,48 €	116,98 €	4.853,75 €	158,62 €
13	4.884,62 €	175,55 €	4.867,13 €	170,01 €	4.665,57 €	111,63 €	4.829,57 €	151,58 €
14	4.871,92 €	171,12 €	4.852,29 €	165,30 €	4.638,32 €	106,41 €	4.804,41 €	144,97 €
15	4.858,81 €	166,86 €	4.837,21 €	160,70 €	4.610,28 €	101,54 €	4.778,78 €	138,58 €
16	4.845,45 €	162,72 €	4.821,83 €	156,23 €	4.581,21 €	97,12 €	4.752,90 €	132,28 €
17	4.831,91 €	158,65 €	4.806,25 €	151,85 €	4.551,61 €	92,93 €	4.726,72 €	126,10 €
18	4.818,08 €	154,72 €	4.790,48 €	147,56 €	4.521,66 €	88,88 €	4.699,69 €	120,26 €
19	4.804,18 €	150,81 €	4.774,33 €	143,45 €	4.491,57 €	84,88 €	4.672,13 €	114,64 €
20	4.789,99 €	147,04 €	4.757,96 €	139,42 €	4.461,02 €	81,07 €	4.644,28 €	109,13 €
21	4.775,60 €	143,37 €	4.741,58 €	135,40 €	4.430,02 €	77,47 €	4.615,69 €	103,95 €

Anexo II. Ahorro y Rentabilidad

Ruben Ferradás Castelo

22	4.760,99 €	139,78 €	4.724,92 €	131,49 €	4.399,01 €	73,88 €	4.586,21 €	99,15 €
23	4.746,38 €	136,19 €	4.708,15 €	127,62 €	4.367,99 €	70,29 €	4.555,78 €	94,76 €
24	4.731,66 €	132,64 €	4.691,32 €	123,77 €	4.336,62 €	66,84 €	4.524,88 €	90,56 €
25	4.716,70 €	129,19 €	4.674,18 €	120,06 €	4.304,76 €	63,61 €	4.493,88 €	86,40 €

Como se observa, aunque a lo largo de los años la producción eléctrica de los módulos decrezca, el aumento progresivo del precio de la electricidad hace que en términos económicos el ahorro se mantenga prácticamente inalterable.

3 COSTES

Una vez definidos los “ingresos” a lo largo de la vida del proyecto, toca conocer los costes asociados a la instalación con el fin de determinar la rentabilidad del proyecto. Los costes que tendrá la instalación será su mantenimiento.

La instalación constará de dos tipos de mantenimiento: preventivo y no preventivo.

- Mantenimiento preventivo:
 1. Mantenimiento del sistema de generación: Consiste en retirar cualquier tipo de objeto o suciedad que pueda afectar a la correcta producción de los paneles solares. El polvo acumulado o los restos de polución también deben ser eliminados en la medida de lo posible, ya que hace que la corriente eléctrica generada se vea disminuida y si esto perdura en el tiempo podrían generar puntos calientes.
 2. Inspección visual de posibles degradaciones en las placas solares fotovoltaicas: Habrá que controlar que tanto las células como el marco del módulo se encuentran libre de roturas y deformaciones.).
 3. Comprobación de la estructura soporte de los paneles: Habrá que comprobar posibles degradaciones, su buen estado de fijación a la cubierta, la fijación de los módulos a los soportes, etc.
 4. Revisión del buen funcionamiento de los inversores: Estos son uno de los equipos más delicados de la instalación, por lo que su mantenimiento debe ser más exhaustivo. En ellos será necesario cambiar los filtros y rejillas de entrada y salida de aire si fuese necesario, limpiar el disipador de calor anualmente, comprobar presencia de humedad en el interior, revisar las conexiones de cableado eléctrico, comprobar correcta ventilación y sustituir en caso de que sea necesario, revisar el funcionamiento de los dispositivos de protección, etc.
- Mantenimiento no preventivo:
 1. Mantenimiento del sistema de generación (paneles solares): Se debe realizar durante las horas centrales del día para evitar sombras y para que la corriente producida sea lo suficientemente elevada. Además de comprobar el estado y la estanqueidad de las cajas de conexión de los paneles, también debemos controlar la tensión a circuito abierto (Voc) y la corriente de cortocircuito (Isc).
 2. Caídas de tensión en los distintos circuitos. La comprobación de estas caídas de tensión es uno de los mejores indicadores del buen funcionamiento de la instalación fotovoltaica. Esta comprobación deberá realizarse cuando por el circuito circule, aproximadamente, la máxima corriente de funcionamiento y debe estar dentro de los rangos calculados en el momento que se hizo el diseño de la instalación.
 3. Mantenimiento de la puesta a tierra de la instalación fotovoltaica.

Ante la ausencia de datos de referencia se tomará como coste de mantenimiento 10€ por panel y año y un 3% del coste de los inversores también anual.

4 RENTABILIDAD

Teniendo en cuenta el ahorro obtenido cada año gracias a la instalación, los costes debidos al mantenimiento de la misma y la inversión inicial necesaria se puede elaborar el cash flow del proyecto, el cual nos permitirá calcular índices que expresen la rentabilidad como son el VAN, la TIR y el período de recuperación o “payback”, es decir, el año a partir del cual la instalación comienza a ser rentable.

En la siguiente tabla se muestran las inversiones necesarias en el año cero para la puesta en marcha de cada instalación:

Instalación	Inversión
SunPower	90.962,73 €
Panasonic	69.814,36 €
Atersa	61.097,14 €
Jinko	65.239,26 €

A continuación se muestran los flujos de caja de caja proyecto, así como sus índices de rentabilidad.

- *SunPower*

AÑO	"Ingresos" (Ahorro bruto)	Costes (Mantenimiento)	CASH FLOW OPERATIVO (Ahorro neto)	CASH FLOW DE INVERSIONES	CASH FLOW TOTAL	VAN acumulado (Ahorro acumulado)
0				-90.962,73 €	- 90.962,73 €	- 90.962,73 €
1	6.605,20 €	1.232,95 €	5.372,25 €		5.372,25 €	- 85.590,48 €
2	6.680,74 €	1.232,95 €	5.447,79 €		5.447,79 €	- 80.142,69 €
3	6.757,18 €	1.232,95 €	5.524,23 €		5.524,23 €	- 74.618,46 €
4	6.834,53 €	1.232,95 €	5.601,58 €		5.601,58 €	- 69.016,87 €
5	6.912,80 €	1.232,95 €	5.679,86 €		5.679,86 €	- 63.337,02 €
6	6.970,23 €	1.232,95 €	5.737,28 €		5.737,28 €	- 57.599,73 €
7	7.028,23 €	1.232,95 €	5.795,28 €		5.795,28 €	- 51.804,45 €
8	7.086,71 €	1.232,95 €	5.853,77 €		5.853,77 €	- 45.950,68 €
9	7.145,62 €	1.232,95 €	5.912,68 €		5.912,68 €	- 40.038,01 €
10	7.204,96 €	1.232,95 €	5.972,01 €		5.972,01 €	- 34.065,99 €
11	7.264,71 €	1.232,95 €	6.031,76 €		6.031,76 €	- 28.034,23 €
12	7.325,01 €	1.232,95 €	6.092,06 €		6.092,06 €	- 21.942,17 €
13	7.385,83 €	1.232,95 €	6.152,88 €		6.152,88 €	- 15.789,29 €
14	7.446,79 €	1.232,95 €	6.213,84 €		6.213,84 €	- 9.575,45 €
15	7.507,92 €	1.232,95 €	6.274,98 €		6.274,98 €	- 3.300,47 €
16	7.569,37 €	1.232,95 €	6.336,43 €		6.336,43 €	3.035,96 €
17	7.631,21 €	1.232,95 €	6.398,26 €		6.398,26 €	9.434,22 €
18	7.693,29 €	1.232,95 €	6.460,34 €		6.460,34 €	15.894,56 €
19	7.755,86 €	1.232,95 €	6.522,91 €		6.522,91 €	22.417,47 €
20	7.818,68 €	1.232,95 €	6.585,73 €		6.585,73 €	29.003,21 €
21	7.881,83 €	1.232,95 €	6.648,88 €		6.648,88 €	35.652,09 €
22	7.945,27 €	1.232,95 €	6.712,32 €		6.712,32 €	42.364,41 €

Anexo II. Ahorro y Rentabilidad

Ruben Ferradás Castelo

23	8.009,23 €	1.232,95 €	6.776,29 €		6.776,29 €	49.140,70 €
24	8.073,61 €	1.232,95 €	6.840,66 €		6.840,66 €	55.981,36 €
25	8.138,21 €	1.232,95 €	6.905,27 €		6.905,27 €	62.886,63 €

VAN	62.886,63 €
TIR	4,32%
Payback	16 años

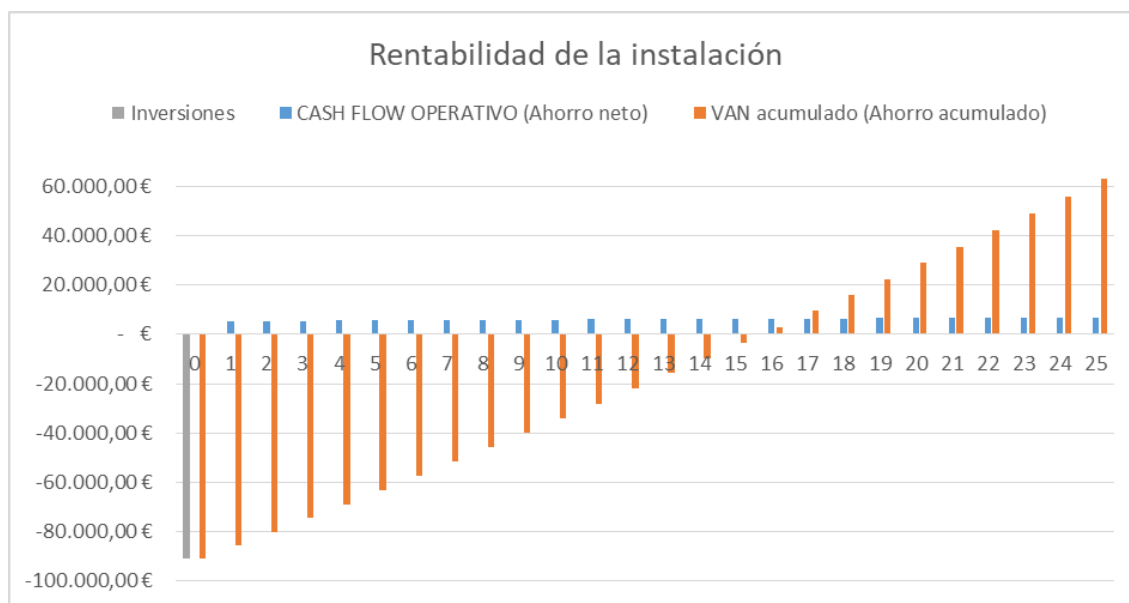


Figura 9. Rentabilidad de la instalación SunPower.

- *Panasonic*

AÑO	"Ingresos" (Ahorro bruto)	Costes (Mantenimiento)	CASH FLOW OPERATIVO (Ahorro neto)	CASH FLOW DE INVERSIONES	CASH FLOW TOTAL	VAN acumulado (Ahorro acumulado)
0				- 69.814,36 €	- 69.814,36 €	- 69.814,36 €
1	6.690,93 €	1.292,95 €	5.397,98 €		5.397,98 €	- 64.416,38 €
2	6.743,62 €	1.292,95 €	5.450,68 €		5.450,68 €	- 58.965,70 €
3	6.796,77 €	1.292,95 €	5.503,82 €		5.503,82 €	- 53.461,88 €
4	6.850,43 €	1.292,95 €	5.557,49 €		5.557,49 €	- 47.904,39 €
5	6.904,62 €	1.292,95 €	5.611,68 €		5.611,68 €	- 42.292,72 €
6	6.959,34 €	1.292,95 €	5.666,39 €		5.666,39 €	- 36.626,33 €
7	7.014,51 €	1.292,95 €	5.721,56 €		5.721,56 €	- 30.904,77 €
8	7.070,02 €	1.292,95 €	5.777,07 €		5.777,07 €	- 25.127,69 €
9	7.125,88 €	1.292,95 €	5.832,93 €		5.832,93 €	- 19.294,76 €
10	7.182,15 €	1.292,95 €	5.889,21 €		5.889,21 €	- 13.405,56 €
11	7.238,85 €	1.292,95 €	5.945,90 €		5.945,90 €	- 7.459,66 €
12	7.295,98 €	1.292,95 €	6.003,04 €		6.003,04 €	- 1.456,62 €
13	7.353,13 €	1.292,95 €	6.060,19 €		6.060,19 €	4.603,57 €
14	7.410,26 €	1.292,95 €	6.117,31 €		6.117,31 €	10.720,88 €

Anexo II. Ahorro y Rentabilidad
Ruben Ferradás Castelo

15	7.467,65 €	1.292,95 €	6.174,70 €		6.174,70 €	16.895,58 €
16	7.525,22 €	1.292,95 €	6.232,28 €		6.232,28 €	23.127,86 €
17	7.583,10 €	1.292,95 €	6.290,15 €		6.290,15 €	29.418,01 €
18	7.641,25 €	1.292,95 €	6.348,30 €		6.348,30 €	35.766,31 €
19	7.699,50 €	1.292,95 €	6.406,55 €		6.406,55 €	42.172,86 €
20	7.757,95 €	1.292,95 €	6.465,01 €		6.465,01 €	48.637,87 €
21	7.816,85 €	1.292,95 €	6.523,90 €		6.523,90 €	55.161,77 €
22	7.875,88 €	1.292,95 €	6.582,94 €		6.582,94 €	61.744,71 €
23	7.935,22 €	1.292,95 €	6.642,28 €		6.642,28 €	68.386,99 €
24	7.994,94 €	1.292,95 €	6.701,99 €		6.701,99 €	75.088,98 €
25	8.054,72 €	1.292,95 €	6.761,77 €		6.761,77 €	81.850,75 €

VAN	81.850,75 €
TIR	6,80%
Payback	13 años

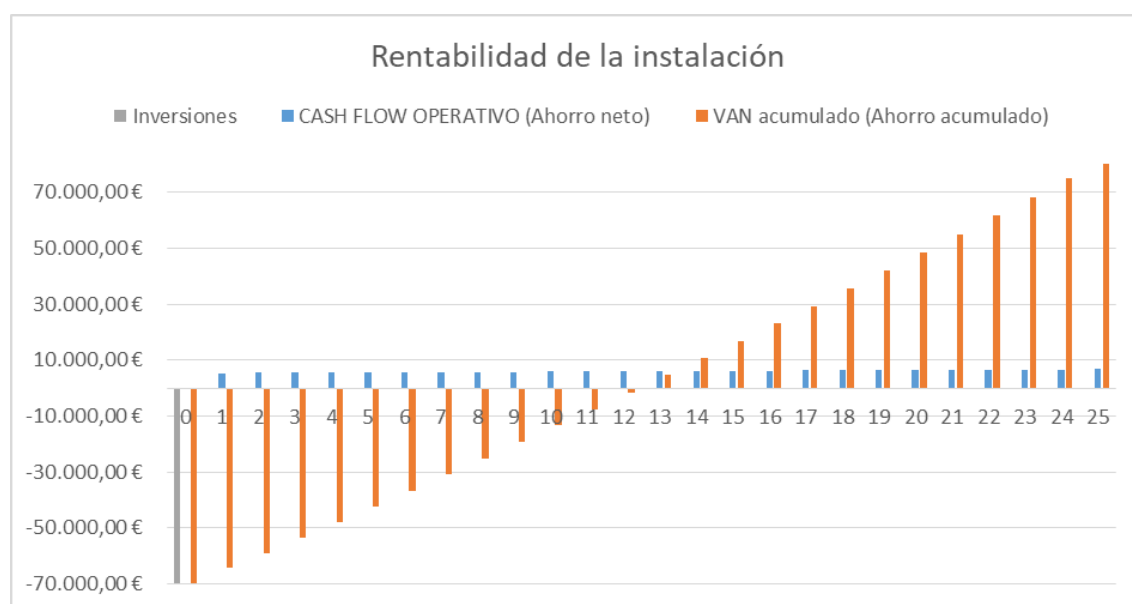


Figura 10. Rentabilidad de la instalación Panasonic.

- *Atersa*

AÑO	"Ingresos" (Ahorro bruto)	Costes (Mantenimiento)	CASH FLOW OPERATIVO (Ahorro neto)	CASH FLOW DE INVERSIONES	CASH FLOW TOTAL	VAN acumulado (Ahorro acumulado)
0				- 61.097,14 €	- 61.097,14 €	- 61.097,14 €
1	6.543,04 €	1.457,18 €	5.085,86 €		5.085,86 €	- 56.011,28 €
2	6.581,55 €	1.457,18 €	5.124,37 €		5.124,37 €	- 50.886,91 €
3	6.619,33 €	1.457,18 €	5.162,15 €		5.162,15 €	- 45.724,76 €
4	6.656,94 €	1.457,18 €	5.199,76 €		5.199,76 €	- 40.525,00 €

Anexo II. Ahorro y Rentabilidad

Ruben Ferradás Castelo

5	6.694,42 €	1.457,18 €	5.237,24 €		5.237,24 €	- 35.287,76 €
6	6.731,79 €	1.457,18 €	5.274,61 €		5.274,61 €	- 30.013,15 €
7	6.768,62 €	1.457,18 €	5.311,44 €		5.311,44 €	- 24.701,71 €
8	6.805,09 €	1.457,18 €	5.347,91 €		5.347,91 €	- 19.353,80 €
9	6.841,35 €	1.457,18 €	5.384,16 €		5.384,16 €	- 13.969,63 €
10	6.877,60 €	1.457,18 €	5.420,41 €		5.420,41 €	- 8.549,22 €
11	6.913,38 €	1.457,18 €	5.456,19 €		5.456,19 €	- 3.093,03 €
12	6.948,48 €	1.457,18 €	5.491,29 €		5.491,29 €	2.398,27 €
13	6.983,32 €	1.457,18 €	5.526,14 €		5.526,14 €	7.924,41 €
14	7.017,87 €	1.457,18 €	5.560,68 €		5.560,68 €	13.485,09 €
15	7.051,65 €	1.457,18 €	5.594,47 €		5.594,47 €	19.079,55 €
16	7.084,43 €	1.457,18 €	5.627,25 €		5.627,25 €	24.706,80 €
17	7.116,63 €	1.457,18 €	5.659,45 €		5.659,45 €	30.366,25 €
18	7.148,35 €	1.457,18 €	5.691,17 €		5.691,17 €	36.057,42 €
19	7.179,81 €	1.457,18 €	5.722,63 €		5.722,63 €	41.780,05 €
20	7.210,65 €	1.457,18 €	5.753,47 €		5.753,47 €	47.533,52 €
21	7.240,87 €	1.457,18 €	5.783,69 €		5.783,69 €	53.317,21 €
22	7.270,89 €	1.457,18 €	5.813,71 €		5.813,71 €	59.130,92 €
23	7.300,72 €	1.457,18 €	5.843,54 €		5.843,54 €	64.974,46 €
24	7.329,94 €	1.457,18 €	5.872,76 €		5.872,76 €	70.847,22 €
25	7.358,38 €	1.457,18 €	5.901,20 €		5.901,20 €	76.748,42 €

VAN	76.748,42 €
TIR	7,32%
Payback	12 años

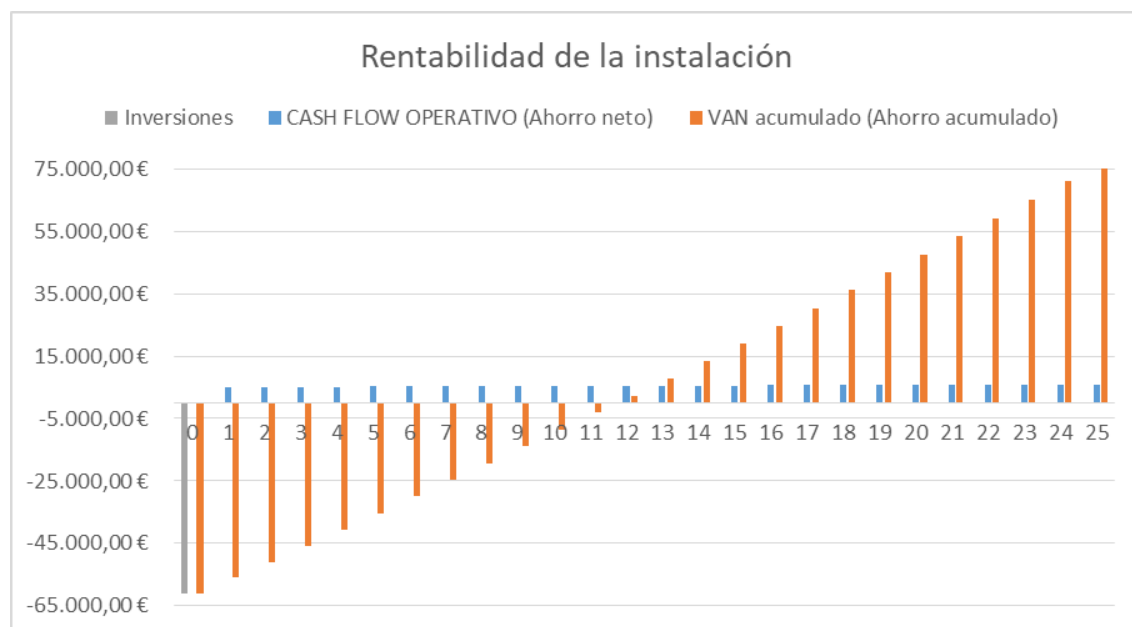


Figura 11. Rentabilidad de la instalación Atersa.

- Jinko

AÑO	"Ingresos" (Ahorro bruto)	Costes (Mantenimiento)	CASH FLOW OPERATIVO (Ahorro neto)	CASH FLOW DE INVERSIONES	CASH FLOW TOTAL	VAN acumulado (Ahorro acumulado)
0				- 65.239,26 €	- 65.239,26 €	- 65.239,26 €
1	6.783,52 €	1.552,95 €	5.230,58 €		5.230,58 €	- 60.008,68 €
2	6.825,32 €	1.552,95 €	5.272,37 €		5.272,37 €	- 54.736,31 €
3	6.867,06 €	1.552,95 €	5.314,12 €		5.314,12 €	- 49.422,19 €
4	6.908,82 €	1.552,95 €	5.355,87 €		5.355,87 €	- 44.066,32 €
5	6.949,75 €	1.552,95 €	5.396,80 €		5.396,80 €	- 38.669,52 €
6	6.990,85 €	1.552,95 €	5.437,91 €		5.437,91 €	- 33.231,61 €
7	7.032,25 €	1.552,95 €	5.479,31 €		5.479,31 €	- 27.752,31 €
8	7.073,77 €	1.552,95 €	5.520,83 €		5.520,83 €	- 22.231,48 €
9	7.115,08 €	1.552,95 €	5.562,14 €		5.562,14 €	- 16.669,34 €
10	7.155,23 €	1.552,95 €	5.602,29 €		5.602,29 €	- 11.067,06 €
11	7.195,30 €	1.552,95 €	5.642,36 €		5.642,36 €	- 5.424,70 €
12	7.235,13 €	1.552,95 €	5.682,19 €		5.682,19 €	257,49 €
13	7.274,61 €	1.552,95 €	5.721,67 €		5.721,67 €	5.979,16 €
14	7.313,35 €	1.552,95 €	5.760,41 €		5.760,41 €	11.739,57 €
15	7.351,77 €	1.552,95 €	5.798,82 €		5.798,82 €	17.538,39 €
16	7.390,02 €	1.552,95 €	5.837,08 €		5.837,08 €	23.375,47 €
17	7.428,05 €	1.552,95 €	5.875,11 €		5.875,11 €	29.250,58 €
18	7.465,26 €	1.552,95 €	5.912,32 €		5.912,32 €	35.162,89 €
19	7.501,94 €	1.552,95 €	5.948,99 €		5.948,99 €	41.111,89 €
20	7.538,31 €	1.552,95 €	5.985,37 €		5.985,37 €	47.097,26 €
21	7.573,88 €	1.552,95 €	6.020,94 €		6.020,94 €	53.118,19 €
22	7.608,44 €	1.552,95 €	6.055,50 €		6.055,50 €	59.173,69 €
23	7.641,87 €	1.552,95 €	6.088,92 €		6.088,92 €	65.262,61 €
24	7.674,62 €	1.552,95 €	6.121,67 €		6.121,67 €	71.384,29 €
25	7.707,09 €	1.552,95 €	6.154,14 €		6.154,14 €	77.538,43 €

VAN	77.538,43 €
TIR	6,96%
Payback	12 años

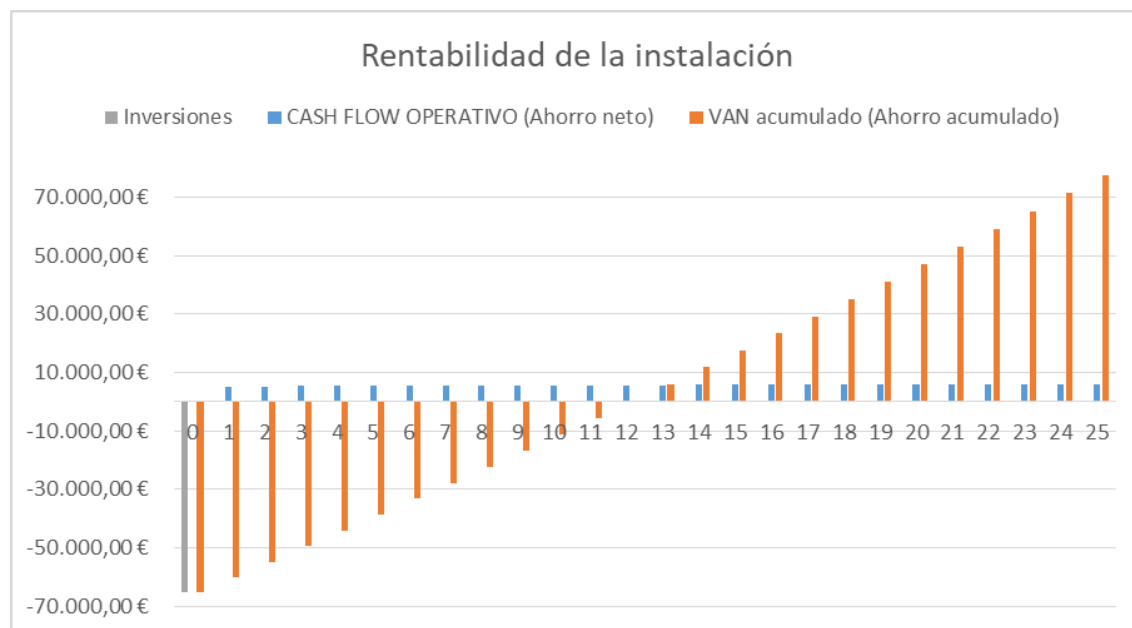


Figura 12. Rentabilidad de la instalación Jinko.

A continuación se observa un resumen de los índices de rentabilidad de las diferentes instalaciones:

	SunPower	Panasonic	Atersa	Jinko
VAN	62.886,63 €	81.850,75 €	76.748,42 €	77.538,43 €
TIR	4,32%	6,80%	7,32%	6,96%
Payback	16 años	13 años	12 años	12 años

Como se puede observar la instalación que obtiene el mejor VAN es la que utiliza módulos de la marca *Panasonic*, seguida muy de cerca por las instalaciones que utilizan módulos *Jinko* y *Atersa* respectivamente, lejos queda la instalación de paneles de la marca *SunPower*, el alto precio pagado por estos, lastra una mayor rentabilidad de la instalación que no consigue ser incrementada por la mayor eficiencia de estos paneles.

Las instalaciones que más rápido recuperaran la inversión, es decir, que más pronto obtendrán beneficios son la de *Atersa* y *Jinko*, donde la de *Atersa* obtiene una mejor TIR y la *Jinko* un VAN ligeramente mayor.

En cualquiera de los casos parece claro decir que la instalación de paneles *SunPower* es la menos recomendable, en términos de rentabilidad económica, al menos sobre el papel, teóricamente hablando.

A la hora de decidirse por una de las tres instalaciones restantes habrá que tener en cuenta las preferencias del cliente: si lo que se quiere es obtener la mayor rentabilidad posible a lo largo de toda la vida del proyecto, la instalación elegida debería ser la de módulos *Panasonic* ya que es la que cuenta con el mayor VAN, mientras que, si por el contrario, lo que se quisiera es recuperar la inversión en el menor tiempo posible la elegida debería ser la instalación de módulos *Atersa*, ya que aunque se empiezan a obtener beneficios en el año doce igual que en la de paneles *Jinko*, los beneficios de la primera en este año son mayores.

4.1 Financiación

En conclusión las instalaciones de paneles *Panasonic* y *Atersa* son las dos más recomendables a elegir dependiendo del criterio, por lo que se considera interesante conocer su rentabilidad en caso de financiar parte de la instalación mediante un crédito bancario, de modo que de esta forma la inversión inicial sea menor a cambio de obtener beneficios menores los primeros años a consecuencia de la amortización del crédito y de los pagos de los correspondientes intereses.

Los términos del crédito considerado serán los siguientes:

A financiar	50%
Comisión de apertura	1%
Corretaje	0,5%
Intereses	8%
Años	10

A continuación se muestran los flujos de caja para respectivos para ambas instalaciones a estudiar con financiación, así como sus índices de rentabilidad en este escenario en el que se opta por recurrir a una financiación con los términos arriba mostrados.

- *Panasonic*

Entrada	34.907,18 €
Comisión apertura	- 349,07 €
Corretaje	- 174,54 €

AÑO	Amortización principal	CASH FLOW EXTRAOPERATIVO del crédito	Intereses	Escudo fiscal	CASH FLOW OPERATIVO del crédito	CASH FLOW TOTAL del crédito
0		34.383,57 €				34.383,57 €
1	- 2.409,62 €	- 2.409,62 €	- 2.792,57 €	698,14 €	- 2.094,43 €	- 4.504,06 €
2	- 2.602,39 €	- 2.602,39 €	- 2.599,80 €	649,95 €	- 1.949,85 €	- 4.552,25 €
3	- 2.810,59 €	- 2.810,59 €	- 2.391,61 €	597,90 €	- 1.793,71 €	- 4.604,30 €
4	- 3.035,43 €	- 3.035,43 €	- 2.166,77 €	541,69 €	- 1.625,07 €	- 4.660,51 €
5	- 3.278,27 €	- 3.278,27 €	- 1.923,93 €	480,98 €	- 1.442,95 €	- 4.721,22 €
6	- 3.540,53 €	- 3.540,53 €	- 1.661,67 €	415,42 €	- 1.246,25 €	- 4.786,78 €
7	- 3.823,77 €	- 3.823,77 €	- 1.378,43 €	344,61 €	- 1.033,82 €	- 4.857,59 €
8	- 4.129,67 €	- 4.129,67 €	- 1.072,53 €	268,13 €	- 804,39 €	- 4.934,07 €
9	- 4.460,05 €	- 4.460,05 €	- 742,15 €	185,54 €	- 556,61 €	- 5.016,66 €
10	- 4.816,85 €	- 4.816,85 €	- 385,35 €	96,34 €	- 289,01 €	- 5.105,86 €

AÑO	CASH FLOW sin FINANCIACIÓN	CASH FLOW del CRÉDITO	CASH FLOW TOTAL (Ahorro neto)	VAN acumulado (Ahorro acumulado)
0	- 69.814,36 €	34.383,57 €	- 35.430,79 €	- 35.430,79 €
1	5.397,98 €	- 4.504,06 €	893,93 €	- 34.536,86 €
2	5.450,68 €	- 4.552,25 €	898,43 €	- 33.638,43 €
3	5.503,82 €	- 4.604,30 €	899,53 €	- 32.738,91 €

4	5.557,49 €	- 4.660,51 €	896,98 €	- 31.841,93 €
5	5.611,68 €	- 4.721,22 €	890,46 €	- 30.951,47 €
6	5.666,39 €	- 4.786,78 €	879,61 €	- 30.071,86 €
7	5.721,56 €	- 4.857,59 €	863,97 €	- 29.207,89 €
8	5.777,07 €	- 4.934,07 €	843,00 €	- 28.364,89 €
9	5.832,93 €	- 5.016,66 €	816,27 €	- 27.548,62 €
10	5.889,21 €	- 5.105,86 €	783,34 €	- 26.765,27 €
11	5.945,90 €	- €	5.945,90 €	- 20.819,37 €
12	6.003,04 €	- €	6.003,04 €	- 14.816,34 €
13	6.060,19 €	- €	6.060,19 €	- 8.756,15 €
14	6.117,31 €	- €	6.117,31 €	- 2.638,84 €
15	6.174,70 €	- €	6.174,70 €	3.535,86 €
16	6.232,28 €	- €	6.232,28 €	9.768,14 €
17	6.290,15 €	- €	6.290,15 €	16.058,29 €
18	6.348,30 €	- €	6.348,30 €	22.406,59 €
19	6.406,55 €	- €	6.406,55 €	28.813,14 €
20	6.465,01 €	- €	6.465,01 €	35.278,15 €
21	6.523,90 €	- €	6.523,90 €	41.802,05 €
22	6.582,94 €	- €	6.582,94 €	48.384,99 €
23	6.642,28 €	- €	6.642,28 €	55.027,27 €
24	6.701,99 €	- €	6.701,99 €	61.729,26 €
25	6.761,77 €	- €	6.761,77 €	68.491,03 €

VAN	68.491,03 €
TIR	6,95%
Payback	15 años

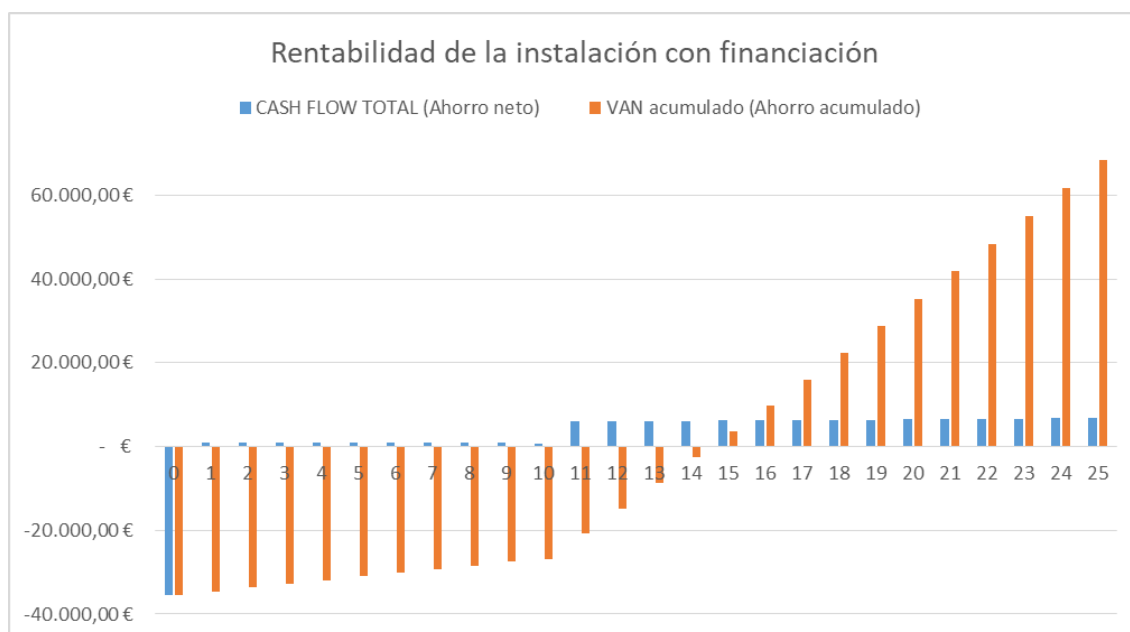


Figura 13. Rentabilidad de la instalación Panasonic en caso de financiación bancaria.

- *Atersa*

Entrada	30.548,57 €
Comisión apertura	- 305,49 €
Corretaje	- 152,74 €

AÑO	Amortización principal	CASH FLOW EXTRAOPERATIVO del crédito	Intereses	Escudo fiscal	CASH FLOW OPERATIVO del crédito	CASH FLOW TOTAL del crédito
0		30.090,34 €				30.090,34 €
1	- 2.108,75 €	- 2.108,75 €	- 2.443,89 €	610,97 €	- 1.832,91 €	- 3.941,67 €
2	- 2.277,45 €	- 2.277,45 €	- 2.275,19 €	568,80 €	- 1.706,39 €	- 3.983,84 €
3	- 2.459,65 €	- 2.459,65 €	- 2.092,99 €	523,25 €	- 1.569,74 €	- 4.029,39 €
4	- 2.656,42 €	- 2.656,42 €	- 1.896,22 €	474,05 €	- 1.422,16 €	- 4.078,58 €
5	- 2.868,93 €	- 2.868,93 €	- 1.683,70 €	420,93 €	- 1.262,78 €	- 4.131,71 €
6	- 3.098,45 €	- 3.098,45 €	- 1.454,19 €	363,55 €	- 1.090,64 €	- 4.189,09 €
7	- 3.346,32 €	- 3.346,32 €	- 1.206,31 €	301,58 €	- 904,73 €	- 4.251,06 €
8	- 3.614,03 €	- 3.614,03 €	- 938,61 €	234,65 €	- 703,96 €	- 4.317,99 €
9	- 3.903,15 €	- 3.903,15 €	- 649,48 €	162,37 €	- 487,11 €	- 4.390,27 €
10	- 4.215,41 €	- 4.215,41 €	- 337,23 €	84,31 €	- 252,92 €	- 4.468,33 €

AÑO	CASH FLOW sin FINANCIACIÓN	CASH FLOW del CRÉDITO	CASH FLOW TOTAL (Ahorro neto)	VAN acumulado (Ahorro acumulado)
0	- 61.097,14 €	30.090,34 €	- 31.006,80 €	- 31.006,80 €
1	5.085,86 €	- 3.941,67 €	1.144,19 €	- 29.862,60 €
2	5.124,37 €	- 3.983,84 €	1.140,53 €	- 28.722,08 €
3	5.162,15 €	- 4.029,39 €	1.132,76 €	- 27.589,32 €
4	5.199,76 €	- 4.078,58 €	1.121,18 €	- 26.468,14 €
5	5.237,24 €	- 4.131,71 €	1.105,53 €	- 25.362,61 €
6	5.274,61 €	- 4.189,09 €	1.085,52 €	- 24.277,09 €
7	5.311,44 €	- 4.251,06 €	1.060,38 €	- 23.216,71 €
8	5.347,91 €	- 4.317,99 €	1.029,93 €	- 22.186,79 €
9	5.384,16 €	- 4.390,27 €	993,90 €	- 21.192,89 €
10	5.420,41 €	- 4.468,33 €	952,08 €	- 20.240,80 €
11	5.456,19 €	- €	5.456,19 €	- 14.784,61 €
12	5.491,29 €	- €	5.491,29 €	- 9.293,32 €
13	5.526,14 €	- €	5.526,14 €	- 3.767,18 €
14	5.560,68 €	- €	5.560,68 €	1.793,50 €
15	5.594,47 €	- €	5.594,47 €	7.387,97 €
16	5.627,25 €	- €	5.627,25 €	13.015,22 €
17	5.659,45 €	- €	5.659,45 €	18.674,67 €
18	5.691,17 €	- €	5.691,17 €	24.365,84 €
19	5.722,63 €	- €	5.722,63 €	30.088,47 €
20	5.753,47 €	- €	5.753,47 €	35.841,94 €
21	5.783,69 €	- €	5.783,69 €	41.625,63 €
22	5.813,71 €	- €	5.813,71 €	47.439,34 €

23	5.843,54 €	- €	5.843,54 €	53.282,88 €
24	5.872,76 €	- €	5.872,76 €	59.155,64 €
25	5.901,20 €	- €	5.901,20 €	65.056,84 €

VAN	65.056,84 €
TIR	7,66%
Payback	14 años

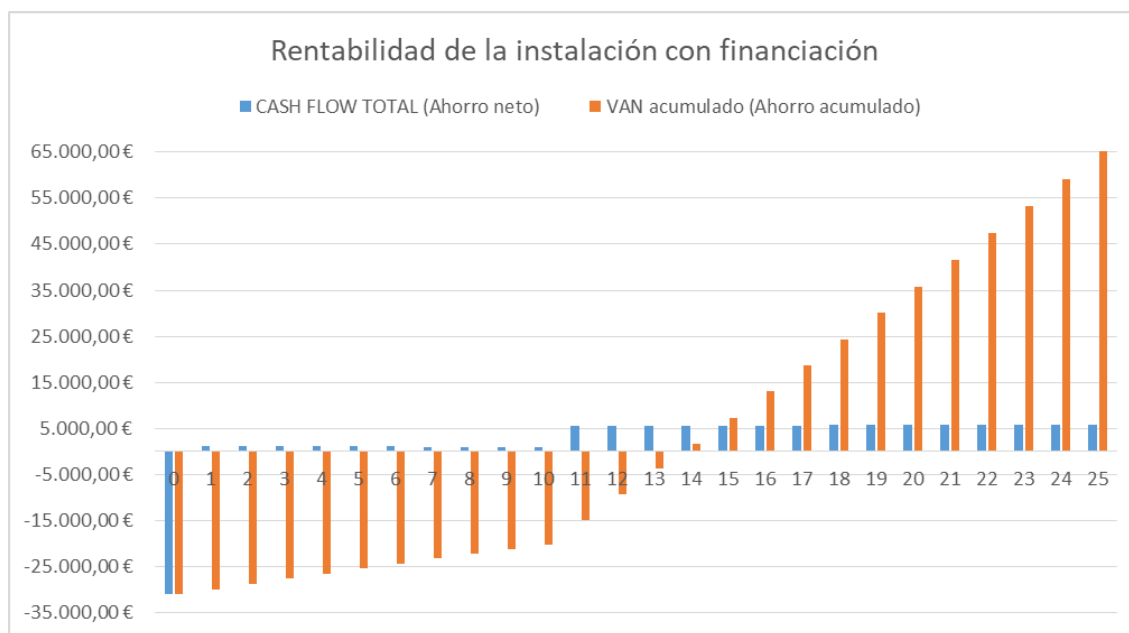


Figura 14. Rentabilidad de la instalación Atersa en caso de financiación bancaria.

A continuación se muestran de manera resumida los índices de rentabilidad de ambas instalaciones, para el caso sin financiar y tomando una financiación del 50% de la inversión inicial con unos interés del 8% anual.

	Panasonic	Atersa
Sin financiación		
VAN	81.850,75 €	76.748,42 €
TIR	6,80%	7,32%
Payback	13 años	12 años
Con financiación		
VAN	68.491,03 €	65.056,84 €
TIR	6,95%	7,66%
Payback	15 años	14 años

Como se puede observar VAN de ambas instalaciones se ve disminuido para el caso en que se toma la financiación, lo que es lógico, ya que habrá que devolver el dinero prestado, por lo que su período de recuperación también será ligeramente mayor, dos años concretamente, por el mismo motivo. Sin embargo se observa que la TIR se ve ligeramente

incrementada, esto puede ser debido a la reducción del pago de impuesto de sociedades por parte de la actividad hotelera al tener los gastos de pago de los intereses bancarios, reduciendo así los beneficios del flujo de caja, y pagando por tanto una cantidad menor por el impuesto de sociedades, lo cual podría resultar atractivo.

De igual manera que para el caso sin financiación la instalación con módulos *Panasonic* resultará ligeramente más atractiva si el objetivo es obtener una mayor rentabilidad a lo largo de la vida, mientras que por el contrario la instalación con módulos *Atersa* lo será si lo que se prioriza es la recuperación de la inversión en el menor tiempo posible. En ambos casos el proyecto sigue siendo rentable económicamente hablando.

4.2 Subvenciones

Por último, resulta de interés estudiar el caso en que se consiguiese una subvención por parte del estado o alguna organización gubernamental, al tratarse de la implantación de una instalación que genera una energía limpia, lo que resulta beneficioso para toda la sociedad.

Estas ayudas o subvenciones son diferentes para cada comunidad autónoma, y aunque a fecha de realización de este proyecto no se encuentra ninguna ayuda en plazo para su solicitud, sí han existido recientemente este año, por lo que se tomará como referencia esta para ver la rentabilidad del proyecto en este caso. Esta ayuda fue ofrecida por el Instituto Energético de Galicia (INEGA), y estaba destinada a la administración local, entidades sin ánimo de lucro, empresas, autónomos y universidades públicas de Galicia, en el marco del programa cooperativo FEDER-Galicia 2014-2020 y el fin del plazo de solicitud fecha del 17 de junio del 2019.

La cuantía máxima de ayuda será calculada en función de la potencia instalada y del tipo de instalación, y en este caso, para el caso de empresas será del 25%, pudiéndose ver incrementada en 20 puntos porcentuales para el caso de pequeñas empresas y en 10 puntos porcentuales para el caso de medianas empresas, con una cuantía máxima de 50.000€.

Tomando como referencia esta ayuda se estudiará como influiría en la rentabilidad de las dos instalaciones más favorables de este estudio, suponiendo que se obtuviese una ayuda del 25% de la inversión inicial, lo que haría que la inversión inicial para el caso de las instalaciones de *Panasonic* y *Atersa* pasase de 69.814,36 € y 61.097,14 €, a 52.360,77 € y 45.822,85 €, respectivamente. De igual manera que en casos anteriores, se muestran los resultados obtenidos a continuación.

- *Panasonic*

AÑO	"Ingresos" (Ahorro bruto)	Costes (Mantenimie nto)	CASH FLOW OPERATIVO (Ahorro neto)	Inversiones	CASH FLOW TOTAL	VAN acumulado (Ahorro acumulado)
0				- 52.360,77 €	- 52.360,77 €	- 52.360,77 €
1	6.690,93 €	1.292,95 €	5.397,98 €		5.397,98 €	- 46.962,79 €
2	6.743,62 €	1.292,95 €	5.450,68 €		5.450,68 €	- 41.512,11 €
3	6.796,77 €	1.292,95 €	5.503,82 €		5.503,82 €	- 36.008,29 €
4	6.850,43 €	1.292,95 €	5.557,49 €		5.557,49 €	- 30.450,80 €
5	6.904,62 €	1.292,95 €	5.611,68 €		5.611,68 €	- 24.839,13 €
6	6.959,34 €	1.292,95 €	5.666,39 €		5.666,39 €	- 19.172,74 €
7	7.014,51 €	1.292,95 €	5.721,56 €		5.721,56 €	- 13.451,17 €
8	7.070,02 €	1.292,95 €	5.777,07 €		5.777,07 €	- 7.674,10 €
9	7.125,88 €	1.292,95 €	5.832,93 €		5.832,93 €	- 1.841,17 €
10	7.182,15 €	1.292,95 €	5.889,21 €		5.889,21 €	4.048,03 €
11	7.238,85 €	1.292,95 €	5.945,90 €		5.945,90 €	9.993,93 €

12	7.295,98 €	1.292,95 €	6.003,04 €		6.003,04 €	15.996,97 €
13	7.353,13 €	1.292,95 €	6.060,19 €		6.060,19 €	22.057,16 €
14	7.410,26 €	1.292,95 €	6.117,31 €		6.117,31 €	28.174,47 €
15	7.467,65 €	1.292,95 €	6.174,70 €		6.174,70 €	34.349,17 €
16	7.525,22 €	1.292,95 €	6.232,28 €		6.232,28 €	40.581,45 €
17	7.583,10 €	1.292,95 €	6.290,15 €		6.290,15 €	46.871,60 €
18	7.641,25 €	1.292,95 €	6.348,30 €		6.348,30 €	53.219,90 €
19	7.699,50 €	1.292,95 €	6.406,55 €		6.406,55 €	59.626,45 €
20	7.757,95 €	1.292,95 €	6.465,01 €		6.465,01 €	66.091,46 €
21	7.816,85 €	1.292,95 €	6.523,90 €		6.523,90 €	72.615,36 €
22	7.875,88 €	1.292,95 €	6.582,94 €		6.582,94 €	79.198,30 €
23	7.935,22 €	1.292,95 €	6.642,28 €		6.642,28 €	85.840,58 €
24	7.994,94 €	1.292,95 €	6.701,99 €		6.701,99 €	92.542,57 €
25	8.054,72 €	1.292,95 €	6.761,77 €		6.761,77 €	99.304,34 €

VAN	99.304,34 €
TIR	10,09%
Payback	10 años

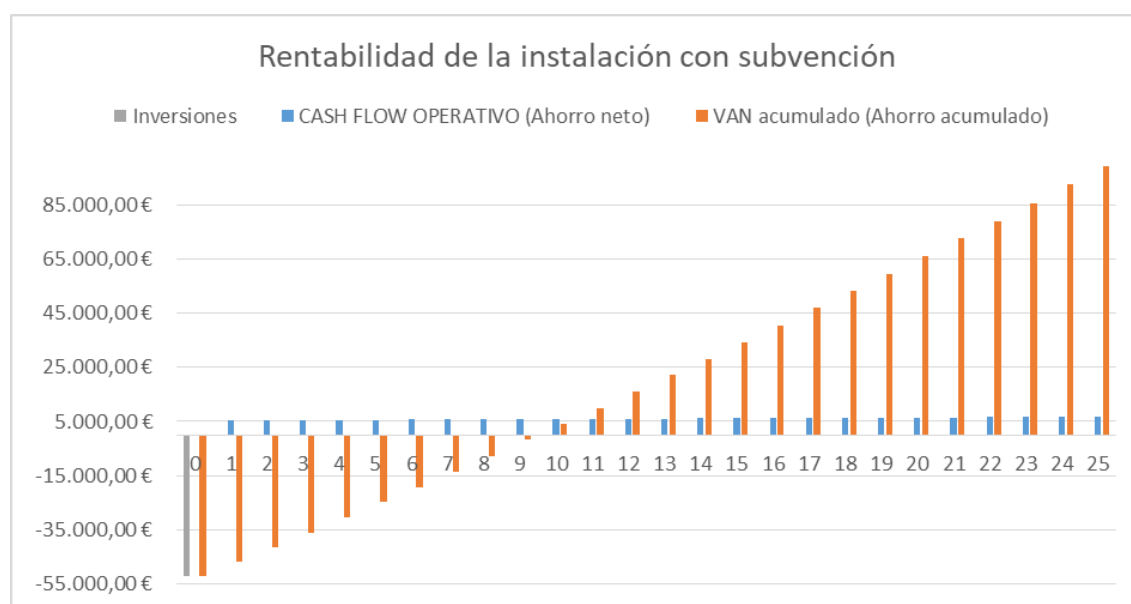


Figura 15. Rentabilidad de la instalación Panasonic en caso de subvención.

Para el caso que se recurriese a la financiación con las mismas condiciones que anteriormente se tendría:

Entrada	26.180,39 €
Comisión apertura	- 261,80 €
Corretaje	- 130,90 €

Anexo II. Ahorro y Rentabilidad
Ruben Ferradás Castelo

AÑO	Amortización principal	CASH FLOW EXTRAOPERATIVO del crédito	Intereses	Escudo fiscal	CASH FLOW OPERATIVO del crédito	CASH FLOW TOTAL del crédito
0		25.787,68 €				25.787,68 €
1	- 1.807,22 €	- 1.807,22 €	- 2.094,43 €	523,61 €	- 1.570,82 €	- 3.378,04 €
2	- 1.951,80 €	- 1.951,80 €	- 1.949,85 €	487,46 €	- 1.462,39 €	- 3.414,19 €
3	- 2.107,94 €	- 2.107,94 €	- 1.793,71 €	448,43 €	- 1.345,28 €	- 3.453,22 €
4	- 2.276,58 €	- 2.276,58 €	- 1.625,07 €	406,27 €	- 1.218,81 €	- 3.495,38 €
5	- 2.458,70 €	- 2.458,70 €	- 1.442,95 €	360,74 €	- 1.082,21 €	- 3.540,91 €
6	- 2.655,40 €	- 2.655,40 €	- 1.246,25 €	311,56 €	- 934,69 €	- 3.590,09 €
7	- 2.867,83 €	- 2.867,83 €	- 1.033,82 €	258,46 €	- 775,37 €	- 3.643,19 €
8	- 3.097,26 €	- 3.097,26 €	- 804,39 €	201,10 €	- 603,30 €	- 3.700,55 €
9	- 3.345,04 €	- 3.345,04 €	- 556,61 €	139,15 €	- 417,46 €	- 3.762,50 €
10	- 3.612,64 €	- 3.612,64 €	- 289,01 €	72,25 €	- 216,76 €	- 3.829,40 €

AÑO	CASH FLOW sin FINANCIACIÓN	CASH FLOW del CRÉDITO	CASH FLOW TOTAL (Ahorro neto)	VAN acumulado (Ahorro acumulado)
0	- 52.360,77 €	25.787,68 €	- 26.573,09 €	- 26.573,09 €
1	5.397,98 €	- 3.378,04 €	2.019,94 €	- 24.553,15 €
2	5.450,68 €	- 3.414,19 €	2.036,49 €	- 22.516,66 €
3	5.503,82 €	- 3.453,22 €	2.050,60 €	- 20.466,06 €
4	5.557,49 €	- 3.495,38 €	2.062,11 €	- 18.403,95 €
5	5.611,68 €	- 3.540,91 €	2.070,76 €	- 16.333,19 €
6	5.666,39 €	- 3.590,09 €	2.076,30 €	- 14.256,89 €
7	5.721,56 €	- 3.643,19 €	2.078,37 €	- 12.178,52 €
8	5.777,07 €	- 3.700,55 €	2.076,52 €	- 10.102,00 €
9	5.832,93 €	- 3.762,50 €	2.070,43 €	- 8.031,56 €
10	5.889,21 €	- 3.829,40 €	2.059,81 €	- 5.971,75 €
11	5.945,90 €	- €	5.945,90 €	- 25,85 €
12	6.003,04 €	- €	6.003,04 €	5.977,18 €
13	6.060,19 €	- €	6.060,19 €	12.037,37 €
14	6.117,31 €	- €	6.117,31 €	18.154,68 €
15	6.174,70 €	- €	6.174,70 €	24.329,38 €
16	6.232,28 €	- €	6.232,28 €	30.561,66 €
17	6.290,15 €	- €	6.290,15 €	36.851,81 €
18	6.348,30 €	- €	6.348,30 €	43.200,11 €
19	6.406,55 €	- €	6.406,55 €	49.606,66 €
20	6.465,01 €	- €	6.465,01 €	56.071,67 €
21	6.523,90 €	- €	6.523,90 €	62.595,57 €
22	6.582,94 €	- €	6.582,94 €	69.178,51 €
23	6.642,28 €	- €	6.642,28 €	75.820,79 €
24	6.701,99 €	- €	6.701,99 €	82.522,78 €
25	6.761,77 €	- €	6.761,77 €	89.284,55 €

VAN	89.284,55 €
TIR	11,49%
Payback	12 años

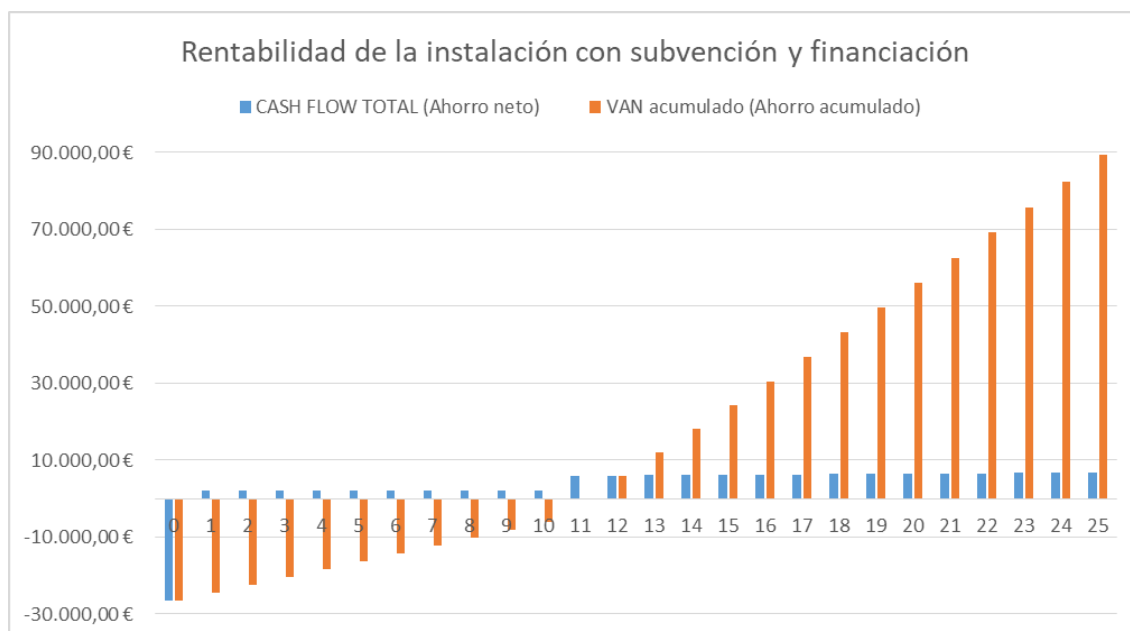


Figura 16. Rentabilidad de la instalación Panasonic en caso de subvención y financiación.

- Atersa

AÑO	"Ingresos" (Ahorro bruto)	Costes (Mantenimiento)	CASH FLOW OPERATIVO (Ahorro neto)	Inversiones	CASH FLOW TOTAL	VAN acumulado (Ahorro acumulado)
0				- 45.822,85 €	- 45.822,85 €	- 45.822,85 €
1	6.543,04 €	1.457,18 €	5.085,86 €		5.085,86 €	- 40.736,99 €
2	6.581,55 €	1.457,18 €	5.124,37 €		5.124,37 €	- 35.612,62 €
3	6.619,33 €	1.457,18 €	5.162,15 €		5.162,15 €	- 30.450,47 €
4	6.656,94 €	1.457,18 €	5.199,76 €		5.199,76 €	- 25.250,71 €
5	6.694,42 €	1.457,18 €	5.237,24 €		5.237,24 €	- 20.013,47 €
6	6.731,79 €	1.457,18 €	5.274,61 €		5.274,61 €	- 14.738,86 €
7	6.768,62 €	1.457,18 €	5.311,44 €		5.311,44 €	- 9.427,43 €
8	6.805,09 €	1.457,18 €	5.347,91 €		5.347,91 €	- 4.079,51 €
9	6.841,35 €	1.457,18 €	5.384,16 €		5.384,16 €	1.304,65 €
10	6.877,60 €	1.457,18 €	5.420,41 €		5.420,41 €	6.725,06 €
11	6.913,38 €	1.457,18 €	5.456,19 €		5.456,19 €	12.181,26 €
12	6.948,48 €	1.457,18 €	5.491,29 €		5.491,29 €	17.672,55 €
13	6.983,32 €	1.457,18 €	5.526,14 €		5.526,14 €	23.198,69 €
14	7.017,87 €	1.457,18 €	5.560,68 €		5.560,68 €	28.759,37 €
15	7.051,65 €	1.457,18 €	5.594,47 €		5.594,47 €	34.353,84 €
16	7.084,43 €	1.457,18 €	5.627,25 €		5.627,25 €	39.981,09 €
17	7.116,63 €	1.457,18 €	5.659,45 €		5.659,45 €	45.640,53 €

18	7.148,35 €	1.457,18 €	5.691,17 €		5.691,17 €	51.331,71 €
19	7.179,81 €	1.457,18 €	5.722,63 €		5.722,63 €	57.054,34 €
20	7.210,65 €	1.457,18 €	5.753,47 €		5.753,47 €	62.807,81 €
21	7.240,87 €	1.457,18 €	5.783,69 €		5.783,69 €	68.591,49 €
22	7.270,89 €	1.457,18 €	5.813,71 €		5.813,71 €	74.405,20 €
23	7.300,72 €	1.457,18 €	5.843,54 €		5.843,54 €	80.248,74 €
24	7.329,94 €	1.457,18 €	5.872,76 €		5.872,76 €	86.121,50 €
25	7.358,38 €	1.457,18 €	5.901,20 €		5.901,20 €	92.022,71 €

VAN	92.022,71 €
TIR	10,76%
Payback	9 años

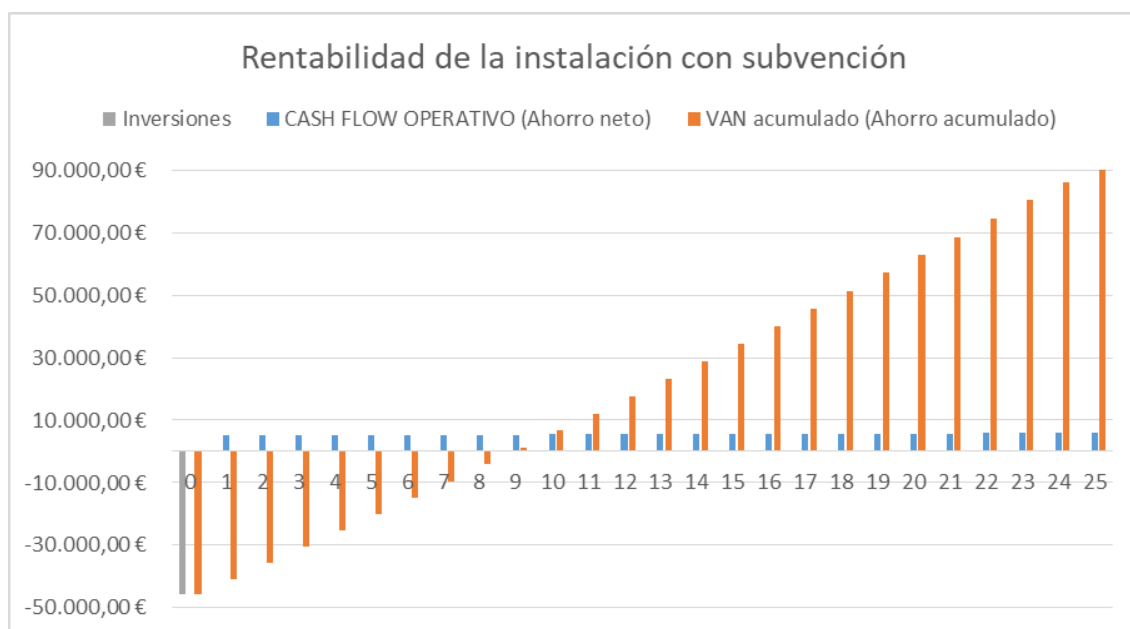


Figura 17. Rentabilidad de la instalación Atersa en caso de subvención.

Para el caso con financiación:

Entrada	22.911,43 €
Comisión apertura	- 229,11 €
Corretaje	- 114,56 €

AÑO	Amortización principal	CASH FLOW EXTRAOPERATIVO del crédito	Intereses	Escudo fiscal	CASH FLOW OPERATIVO del crédito	CASH FLOW TOTAL del crédito
0		22.567,75 €				22.567,75 €
1	- 1.581,56 €	- 1.581,56 €	- 1.832,91 €	458,23 €	- 1.374,69 €	- 2.956,25 €
2	- 1.708,09 €	- 1.708,09 €	- 1.706,39 €	426,60 €	- 1.279,79 €	- 2.987,88 €
3	- 1.844,74 €	- 1.844,74 €	- 1.569,74 €	392,44 €	- 1.177,31 €	- 3.022,04 €
4	- 1.992,32 €	- 1.992,32 €	- 1.422,16 €	355,54 €	- 1.066,62 €	- 3.058,94 €

Anexo II. Ahorro y Rentabilidad

Ruben Ferradás Castelo

5	- 2.151,70 €	- 2.151,70 €	- 1.262,78 €	315,69 €	- 947,08 €	- 3.098,78 €
6	- 2.323,84 €	- 2.323,84 €	- 1.090,64 €	272,66 €	- 817,98 €	- 3.141,82 €
7	- 2.509,74 €	- 2.509,74 €	- 904,73 €	226,18 €	- 678,55 €	- 3.188,29 €
8	- 2.710,52 €	- 2.710,52 €	- 703,96 €	175,99 €	- 527,97 €	- 3.238,49 €
9	- 2.927,36 €	- 2.927,36 €	- 487,11 €	121,78 €	- 365,34 €	- 3.292,70 €
10	- 3.161,55 €	- 3.161,55 €	- 252,92 €	63,23 €	- 189,69 €	- 3.351,25 €

AÑO	CASH FLOW sin FINANCIACIÓN	CASH FLOW del CRÉDITO	CASH FLOW TOTAL (Ahorro neto)	VAN acumulado (Ahorro acumulado)
0	- 45.822,85 €	22.567,75 €	- 23.255,10 €	- 23.255,10 €
1	5.085,86 €	- 2.956,25 €	2.129,61 €	- 21.125,49 €
2	5.124,37 €	- 2.987,88 €	2.136,49 €	- 18.989,00 €
3	5.162,15 €	- 3.022,04 €	2.140,11 €	- 16.848,89 €
4	5.199,76 €	- 3.058,94 €	2.140,82 €	- 14.708,07 €
5	5.237,24 €	- 3.098,78 €	2.138,46 €	- 12.569,61 €
6	5.274,61 €	- 3.141,82 €	2.132,79 €	- 10.436,82 €
7	5.311,44 €	- 3.188,29 €	2.123,14 €	- 8.313,68 €
8	5.347,91 €	- 3.238,49 €	2.109,42 €	- 6.204,25 €
9	5.384,16 €	- 3.292,70 €	2.091,46 €	- 4.112,79 €
10	5.420,41 €	- 3.351,25 €	2.069,17 €	- 2.043,62 €
11	5.456,19 €	- €	5.456,19 €	3.412,57 €
12	5.491,29 €	- €	5.491,29 €	8.903,86 €
13	5.526,14 €	- €	5.526,14 €	14.430,00 €
14	5.560,68 €	- €	5.560,68 €	19.990,68 €
15	5.594,47 €	- €	5.594,47 €	25.585,15 €
16	5.627,25 €	- €	5.627,25 €	31.212,40 €
17	5.659,45 €	- €	5.659,45 €	36.871,85 €
18	5.691,17 €	- €	5.691,17 €	42.563,02 €
19	5.722,63 €	- €	5.722,63 €	48.285,65 €
20	5.753,47 €	- €	5.753,47 €	54.039,12 €
21	5.783,69 €	- €	5.783,69 €	59.822,81 €
22	5.813,71 €	- €	5.813,71 €	65.636,52 €
23	5.843,54 €	- €	5.843,54 €	71.480,06 €
24	5.872,76 €	- €	5.872,76 €	77.352,82 €
25	5.901,20 €	- €	5.901,20 €	83.254,02 €

VAN	83.254,02 €
TIR	12,50%
Payback	11

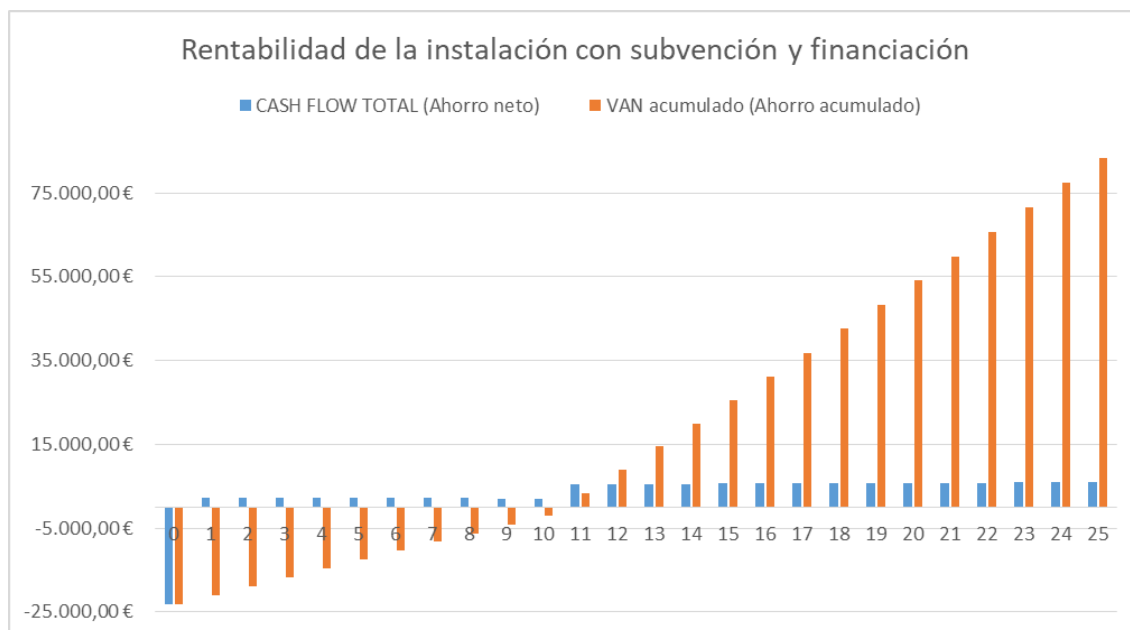


Figura 18. Rentabilidad para la instalación Atersa en caso de subvención y financiación.

A continuación se puede ver de manera resumida, para poder hacer más fácil la comparación, los índices de rentabilidad de las dos mejores instalaciones, económicamente hablando, del estudio, para todos los casos con y sin financiación y teniendo en cuenta la aportación de una subvención del 25% de la inversión inicial por parte del INEGA o no.

	Panasonic	Atersa
Sin financiación		
VAN	81.850,75 €	76.748,42 €
TIR	6,80%	7,32%
Payback	13 años	12 años
Con financiación		
VAN	68.491,03 €	65.056,84 €
TIR	6,95%	7,66%
Payback	15 años	14 años
CON SUBVENCIÓN		
Sin financiación		
VAN	99.304,34 €	92.022,71 €
TIR	10,09%	10,76%
Payback	10 años	9 años
Con financiación		
VAN	89.284,55 €	83.254,02 €
TIR	11,49%	12,50%
Payback	12 años	11 años

Como se observa la presencia de una subvención para la instalación de energía fotovoltaica mejora significativamente la rentabilidad del proyecto, aumentando el VAN un 20% aproximadamente para el caso de no usar financiación y hasta un 30% en el caso de usar la financiación. Además el período de recuperación de la inversión inicial se ve reducido en hasta tres años con la presencia de una subvención del 25% de la inversión inicial,

situándose en 9 años para el caso más favorable, haciendo de esta manera la instalación mucho más atractiva para el cliente.

5 CONCLUSIÓN

De este anexo se concluye que las instalaciones más rentables son las que utilizan módulos fotovoltaicos *Panasonic VBHN325SJ47* y *Atersa A-265P* y que la elección de una u otra, se basará en el criterio del cliente sobre obtener una mayor rentabilidad o ahorro a largo de la vida del proyecto o por si el contrario, se prefiere recuperar cuanto antes la inversión inicial a expensas de un menor ahorro global en el ciclo de vida de la instalación, tomando preferencia por una u otra opción se recomienda la instalación de *Panasonic* o *Atersa*, respectivamente.

Ferrol, Septiembre de 2019

Fdo: Ruben Ferradás Castelo



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

TRABAJO FIN DE MÁSTER

CURSO 2018/19

*ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN DE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE UN HOTEL*

Máster en Ingeniería Industrial

Anexo III

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

ÍNDICE

1 Justificación	3
2 Objeto	4
3 Datos generales.....	5
3.1 Datos del proyecto.....	5
3.2 Normas de seguridad aplicables a la obra	5
4 Identificación de riesgos y prevención de los mismos	7
4.1 Riesgos generales más frecuentes	7
4.2 Medidas preventivas y protecciones colectivas de carácter general	7
4.3 Equipos de protección individual (EPI) a utilizar.....	8
5 Identificación de los riesgos laborales evitables	9
6 Relación de los riesgos laborales que no pueden eliminarse	10

1 JUSTIFICACIÓN

Según el Real Decreto 1627/1.997 de 24 de Octubre, en el cual se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, se requiere elaborar un Estudio de Seguridad y Salud en las obras para todos aquellos proyectos en que se den algunos de estos supuestos:

- a) Que el presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto sea igual o superior a 450.759,08 €.
- b) Que la duración estimada sea superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- c) Que la duración estimada sea superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- d) Ejecución de obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

En los proyectos de obras no incluidos en ninguno de los supuestos anteriores, bastará con que en la fase de redacción del proyecto se elabore un estudio básico de seguridad y salud.

2 OBJETO

Tal y como especifica el apartado 2 del Artículo 6 del Real Decreto 1627/1.997, el Estudio Básico de Seguridad y Salud debe contar con:

- 1) Las normas de seguridad y salud aplicables en la obra.
- 2) La identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias.
- 3) La relación de los riesgos laborales que no puede eliminarse conforme a lo señalado anteriormente, especificando las medidas preventivas y protecciones técnica con el fin de controlar y reducir riesgos, valorando su eficacia, en especial cuando se propongan medidas alternativas. En su caso, se tendrá en cuenta cualquier tipo de actividad que se lleve a cabo en la misma y contendrá medidas específicas relativas a los trabajadores incluidos en uno o varios de los apartados del Anexo II del Real Decreto.
- 4) Previsiones e informaciones útiles para efectuar en su día, según las condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

De esta manera, los objetivos que pretende alcanzar el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud son:

- Garantizar la salud e integridad física de los trabajadores.
- Evitar acciones o situaciones peligrosas por improvisación, o por insuficiencia o falta de medios.
- Delimitar y esclarecer atribuciones y responsabilidades en materia de seguridad de las personas que intervienen en el proceso constructivo.
- Determinar los costes de las medidas de protección y prevención.
- Referir la clase de medidas de protección a emplear en función del riesgo.
- Detectar a tiempo los riesgos que se derivan de la ejecución de la obra.
- Aplicar técnicas de ejecución que reduzcan al máximo estos riesgos.

3 DATOS GENERALES

3.1 Datos del proyecto

De la información disponible en la fase de proyecto básico y de ejecución, se aporta aquella que se considera relevante y que puede servir de ayuda para la redacción del plan de seguridad y salud.

- Denominación del proyecto: Estudio y planificación de instalación fotovoltaica de un hotel.
- Tipo de obra: Instalación fotovoltaica.
- Promotor: Escuela Politécnica Superior de Ferrol.
- Proyectista: Ruben Ferradás Castelo como alumno y Gerardo González Filgueira como tutor.
- Situación: Rúa Bernardo Romero, parcela 3, 15578 Narón, A Coruña.
- Plantas sobre rasante: 2.
- Plantas bajo rasante: 0.
- Presupuesto de ejecución material: 27.209,60€ - 63.172,95€
- Plazo de ejecución: 1 mes.
- Número máximo de operarios: 3.

3.2 Normas de seguridad aplicables a la obra

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de la Jefatura del Estado, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 54/2003, de 12 de Diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, sobre la señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de Abril, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de Abril, abril, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales sobre Manipulación de Cargas
- Real Decreto 773/1997, de 30 de Mayo, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales sobre utilización de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de Enero, para el reglamento de los servicios de prevención
- Real Decreto 1251/1997, de 18 de Julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de Octubre, del Ministerio de la Presidencia por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción
- Estatuto de los Trabajadores (Ley 8/1.980, Ley 23/1.984, Ley 11/1.994)
- Real Decreto 665/1997, de 12 de mayo, del Ministerio de la Presidencia, para la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, sobre la utilización de equipos de trabajo
- Real Decreto 1407/1992, de 20 de noviembre, del Ministerio de Relaciones con la Cortes y de la Secretaría del Gobierno, por el que se regulan las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual.

- Orden TAS/2947/2007, de 8 de octubre, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, por la que se establece el suministro a las empresas de botiquines con material de primeros auxilios en caso de accidente de trabajo, como parte de la acción protectora del sistema de la Seguridad Social
- DB-HS Salubridad. Código Técnico de la Edificación (CTE). Documento Básico HS. Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, del Ministerio de Vivienda.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Complementarias (ITC) BT 01 a BT 51. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología.
- Instrucción 8.3-IC Señalización de obras. Orden de 31 de agosto de 1987, del Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo.

4 IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS Y PREVENCIÓN DE LOS MISMOS

A continuación, se expone la relación de los riesgos más frecuentes que pueden surgir durante las distintas fases de la obra, con las medidas preventivas y de protección colectiva a adoptar con el fin de eliminar o reducir al máximo dichos riesgos, así como los equipos de protección individual (EPI) imprescindibles para mejorar las condiciones de seguridad y salud en la obra.

4.1 Riesgos generales más frecuentes

- i. Caída de objetos y/o materiales al mismo o a distinto nivel.
- ii. Desprendimiento de cargas suspendidas.
- iii. Exposición a temperaturas ambientales extremas.
- iv. Exposición a vibraciones y ruido.
- v. Cortes y golpes en la cabeza y extremidades.
- vi. Cortes y heridas con objetos punzantes.
- vii. Sobreesfuerzos, movimientos repetitivos o posturas inadecuadas.
- viii. Electrocuciones por contacto directo o indirecto.
- ix. Dermatitis por contacto con yesos, escayola, cemento, pinturas, pegamentos, etc.
- x. Intoxicación por inhalación de humos y gases.

4.2 Medidas preventivas y protecciones colectivas de carácter general

- i. La zona de trabajo permanecerá ordenada, libre de obstáculos, limpia y bien iluminada.
- ii. Se colocarán carteles indicativos de las medidas de seguridad en lugares visibles de la obra.
- iii. Se prohibirá la entrada a toda persona ajena a la obra.
- iv. Los recursos preventivos de la obra tendrán presencia permanente en aquellos trabajos que entrañen mayores riesgos.
- v. Las operaciones que entrañen riesgos especiales se realizarán bajo la supervisión de una persona cualificada, debidamente instruida.
- vi. Se suspenderán los trabajos en caso de tormenta y cuando llueva con intensidad o la velocidad del viento sea superior a 50 km/h.
- vii. Cuando las temperaturas sean extremas, se evitará, en la medida de lo posible, trabajar durante las horas de mayor insolación.
- viii. La carga y descarga de materiales se realizará con precaución y cautela, preferentemente por medios mecánicos, evitando movimientos bruscos que provoquen su caída.
- ix. La manipulación de los elementos pesados se realizará por personal cualificado, utilizando medios mecánicos o palancas, para evitar sobreesfuerzos innecesarios.
- x. Ante la existencia de líneas eléctricas aéreas, se guardarán las distancias mínimas preventivas, en función de su intensidad y voltaje.
- xi. No se realizará ningún trabajo dentro del radio de acción de las máquinas o vehículos.
- xii. Los operarios no desarrollarán trabajos, ni permanecerán, debajo de cargas suspendidas.
- xiii. Se evitarán o reducirán al máximo los trabajos en altura.
- xiv. Se utilizarán escaleras normalizadas, sujetas firmemente, para el descenso y ascenso a las zonas excavadas.
- xv. Los huecos horizontales y los bordes de los forjados se protegerán mediante la colocación de barandillas o redes homologadas.

- xvi. Dentro del recinto de la obra, los vehículos y máquinas circularán a una velocidad reducida, inferior a 20 km/h.

4.3 Equipos de protección individual (EPI) a utilizar

- i. Casco de seguridad homologado.
- ii. Casco de seguridad con barboquejo.
- iii. Cinturón de seguridad con dispositivo anticaída.
- iv. Cinturón portaherramientas.
- v. Guantes de goma.
- vi. Guantes de cuero.
- vii. Guantes aislantes.
- viii. Calzado con puntera reforzada.
- ix. Calzado de seguridad con suela aislante y anticlavos.
- x. Botas de caña alta de goma.
- xi. Ropa de trabajo impermeable.
- xii. Faja antilumbago.
- xiii. Gafas de seguridad antiimpactos.

5 IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS LABORABLES EVITABLES

En este apartado se reseña la relación de las medidas preventivas a adoptar para evitar o reducir el efecto de los riesgos más frecuentes durante la ejecución de la obra.

1. Caídas al mismo nivel

- a. La zona de trabajo permanecerá ordenada, libre de obstáculos, limpia y bien iluminada.
- b. Se habilitarán y balizarán las zonas de acopio de materiales

2. Caídas a distinto nivel

- a. Se dispondrán escaleras de acceso para salvar los desniveles.
- b. Se mantendrán en buen estado las protecciones de los huecos y de los desniveles.
- c. Las escaleras de acceso quedarán firmemente sujetas y bien amarradas.

3. Polvo y partículas

- a. Se usarán gafas de protección y mascarillas antipolvo en aquellos trabajos en los que se genere polvo o partículas.

4. Ruido

- a. Se evaluarán los niveles de ruido en las zonas de trabajo.
- b. Las máquinas estarán provistas de aislamiento acústico.
- c. Se dispondrán los medios necesarios para eliminar o amortiguar los ruidos.

5. Esfuerzos

- a. Se evitará el desplazamiento manual de las cargas pesadas.
- b. Se limitará el peso de las cargas en caso de desplazamiento manual.
- c. Se evitarán los sobreesfuerzos o los esfuerzos repetitivos.
- d. Se evitarán las posturas inadecuadas o forzadas en el levantamiento o desplazamiento de cargas.

6. Incendios

- a. No se fumará en presencia de materiales fungibles ni en caso de existir riesgo de incendio.

7. Intoxicación por emanaciones

- a. Los locales y las zonas de trabajo dispondrán de ventilación suficiente.
- b. Se utilizarán mascarillas y filtros apropiados.

6 RELACIÓN DE LOS RIESGOS LABORABLES QUE NO PUEDEN ELIMINARSE

Los riesgos que difícilmente pueden eliminarse son los que se producen por causas inesperadas (como caídas de objetos y desprendimientos, entre otras). No obstante, pueden reducirse con el adecuado uso de las protecciones individuales y colectivas, así como con el estricto cumplimiento de la normativa en materia de seguridad y salud, y de las normas de la buena construcción.

1. Caída de objetos

- a. Medidas preventivas y protecciones colectivas:
 - i. La zona de trabajo permanecerá ordenada, libre de obstáculos, limpia y bien iluminada.
 - ii. Se evitará el amontonamiento de materiales u objetos sobre los andamios.
- b. Equipos de protección individual (EPI):
 - i. Casco de seguridad homologado.
 - ii. Guantes y botas de seguridad.
 - iii. Uso de bolsa portaherramientas.

2. Dermatitis

- a. Medidas preventivas y protecciones colectivas:
 - i. Se evitará la generación de polvo de cemento.
- b. Equipos de protección individual (EPI):
 - i. Guantes y ropa de trabajo adecuada.

3. Electrocuciones

- a. Medidas preventivas y protecciones colectivas:
 - i. Los alargadores portátiles tendrán mango aislante.
 - ii. La maquinaria portátil dispondrá de protección con doble aislamiento.
 - iii. Toda la maquinaria eléctrica estará provista de toma de tierra.
- b. Equipos de protección individual (EPI):
 - i. Guantes dieléctricos.
 - ii. Calzado aislante para electricistas.
 - iii. Banquetas aislantes de la electricidad.

4. Quemaduras

- a. Medidas preventivas y protecciones colectivas:
 - i. La zona de trabajo permanecerá ordenada, libre de obstáculos, limpia y bien iluminada.
- b. Equipos de protección individual (EPI):
 - i. Guantes, polainas y mandiles de cuero.

5. Golpes y cortes en extremidades

- a. Medidas preventivas y protecciones colectivas:
 - i. La zona de trabajo permanecerá ordenada, libre de obstáculos, limpia y bien iluminada.
- b. Equipos de protección individual (EPI):
 - i. Guantes y botas de seguridad.

Ferrol, Septiembre de 2019

Fdo: Ruben Ferradás Castelo



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

**TRABAJO FIN DE MÁSTER
CURSO 2018/19**

*ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN DE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE UN HOTEL*

Máster en Ingeniería Industrial

Anexo IV

HOJAS DE CARACTERÍSTICAS Y CATÁLOGOS



SunPower® X-Series Residential Solar Panels | X21-335-BLK | X21-345

More than 21% Efficiency

Ideal for roofs where space is at a premium or where future expansion might be needed.

Maximum Performance

Designed to deliver the most energy in demanding real-world conditions, in partial shade and hot rooftop temperatures.^{1,2,4}

Premium Aesthetics

SunPower® Signature™ Black X-Series panels blend harmoniously into your roof. The most elegant choice for your home.



Maxeon® Solar Cells: Fundamentally better

Engineered for performance, designed for durability.

Engineered for Peace of Mind

Designed to deliver consistent, trouble-free energy over a very long lifetime.^{3,4}

Designed for Durability

The SunPower Maxeon Solar Cell is the only cell built on a solid copper foundation. Virtually impervious to the corrosion and cracking that degrade conventional panels.³

Same excellent durability as E-Series panels.

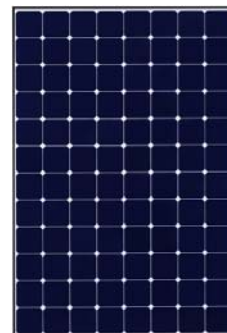
#1 Rank in Fraunhofer durability test.⁹

100% power maintained in Atlas 25+ comprehensive durability test.¹⁰

Unmatched Performance, Reliability & Aesthetics



SIGNATURE™ BLACK
SPR-X21-335-BLK



SPR-X21-345



Highest Efficiency⁵

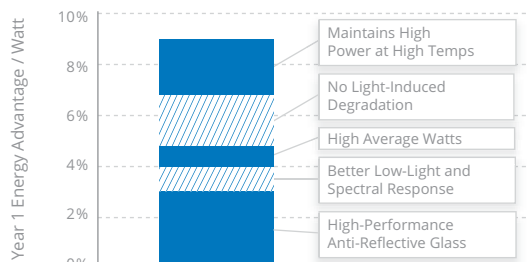
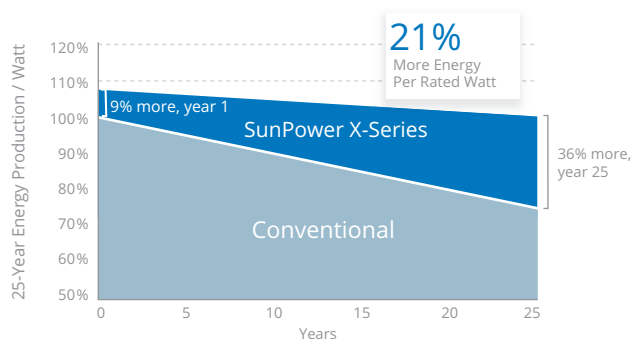
Generate more energy per square foot

X-Series residential panels convert more sunlight to electricity by producing 38% more power per panel¹ and 70% more energy per square foot over 25 years.^{1,2,3}

Highest Energy Production⁶

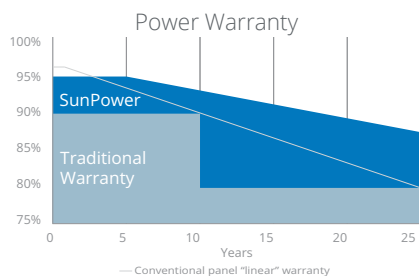
Produce more energy per rated watt

High year-one performance delivers 8–10% more energy per rated watt.² This advantage increases over time, producing 21% more energy over the first 25 years to meet your needs.³

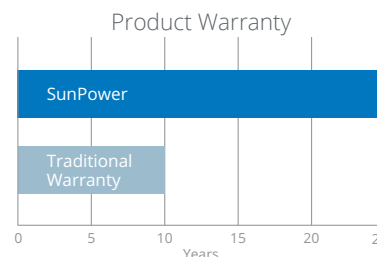


SunPower® X-Series Residential Solar Panels | X21-335-BLK | X21-345

SunPower Offers The Best Combined Power And Product Warranty



More guaranteed power: 95% for first 5 years,
-0.4%/yr. to year 25⁷



Combined Power and Product defect 25-year coverage⁸

Electrical Data

	SPR-X21-335-BLK	SPR-X21-345
Nominal Power (P _{nom}) ¹¹	335 W	345 W
Power Tolerance	+5/-0%	+5/-0%
Avg. Panel Efficiency ¹²	21.0%	21.5%
Rated Voltage (V _{mpp})	57.3 V	57.3 V
Rated Current (I _{mpp})	5.85 A	6.02 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	67.9 V	68.2 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	6.23 A	6.39 A
Max. System Voltage	600 V UL & 1000 V IEC	
Maximum Series Fuse	15 A	
Power Temp Coef.	-0.29% / °C	
Voltage Temp Coef.	-167.4 mV / °C	
Current Temp Coef.	2.9 mA / °C	

REFERENCES:

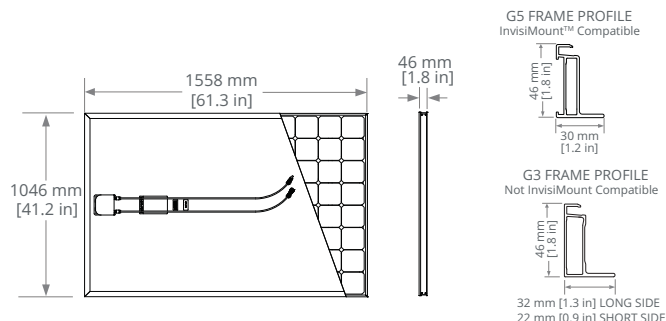
- All comparisons are SPR-X21-345 vs. a representative conventional panel: 250 W, approx. 1.6 m², 15.3% efficiency.
- Typically 8–10% more energy per watt, BEW/DNV Engineering "SunPower Yield Report," Jan 2013.
- SunPower 0.25%/yr degradation vs. 1.0%/yr conv. panel. Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, Feb 2013; Jordan, Dirk "SunPower Test Report," NREL, Q1-2015.
- "SunPower Module 40-Year Useful Life" SunPower white paper, May 2015. Useful life is 99 out of 100 panels operating at more than 70% of rated power.
- Highest of over 3,200 silicon solar panels, Photon Module Survey, Feb 2014.
- 1% more energy than E-Series panels, 8% more energy than the average of the top 10 panel companies tested in 2012 (151 panels, 102 companies), Photon International, Feb 2013.
- Compared with the top 15 manufacturers. SunPower Warranty Review, May 2015.
- Some restrictions and exclusions may apply. See warranty for details.
- X-Series same as E-Series, 5 of top 8 panel manufacturers tested in 2013 report, 3 additional panels in 2014. Ferrara, C., et al. "Fraunhofer PV Durability Initiative for Solar Modules: Part 2". Photovoltaics International, 2014.
- Compared with the non-stress-tested control panel. X-Series same as E-Series, tested in Atlas 25+ Durability test report, Feb 2013.
- Standard Test Conditions (1000 W/m² irradiance, AM 1.5, 25° C). NREL calibration Standard: SOMS current, LACCS FF and Voltage.
- Based on average of measured power values during production.
- Type 2 fire rating per UL1703:2013, Class C fire rating per UL1703:2002.
- See salesperson for details.

Tests And Certifications

Standard Tests ¹³	UL1703 (Type 2 Fire Rating), IEC 61215, IEC 61730
Quality Certs	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free, REACH SVHC-163, PV Cycle
Sustainability	Cradle to Cradle Certified™ Silver (eligible for LEED points) ¹⁴
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	10.1109/PVSC.2013.6744437
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	Potential-Induced Degradation free: 1000 V ⁹
Available Listings	UL, TUV, JET, MCS, CSA, FSEC, CEC

Operating Condition And Mechanical Data

Temperature	-40° F to +185° F (-40° C to +85° C)
Impact Resistance	1 inch (25 mm) diameter hail at 52 mph (23 m/s)
Appearance	Class A+
Solar Cells	96 Monocrystalline Maxeon Gen III
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP-65, MC4 compatible
Weight	41 lbs (18.6 kg)
Max. Load	G5 Frame: Wind: 62 psf, 3000 Pa front & back Snow: 125 psf, 6000 Pa front G3 Frame: Wind: 50 psf, 2400 Pa front & back Snow: 112 psf, 5400 Pa front
Frame	Class 1 black anodized (highest AAMA rating)



G5 frames have no mounting holes. Please read the safety and installation guide.

Document # 504828 Rev F /LTR_US

See www.sunpower.com/facts for more reference information.
For more details, see extended datasheet: www.sunpower.com/datasheets.

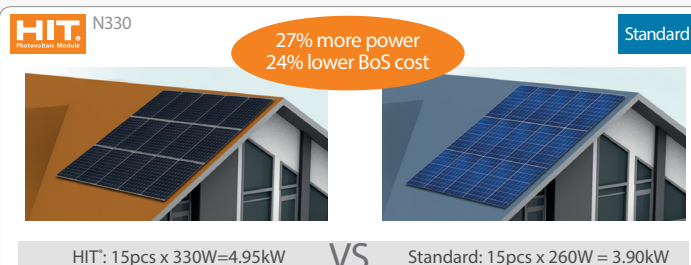
Photovoltaic module HIT® VBHN330SJ47/ VBHN325SJ47

N 330
N 325



19.7% module efficiency

Enables reaching a higher output and lower specific installation and balance-of-system costs than with the same number of standard 60-cell modules.



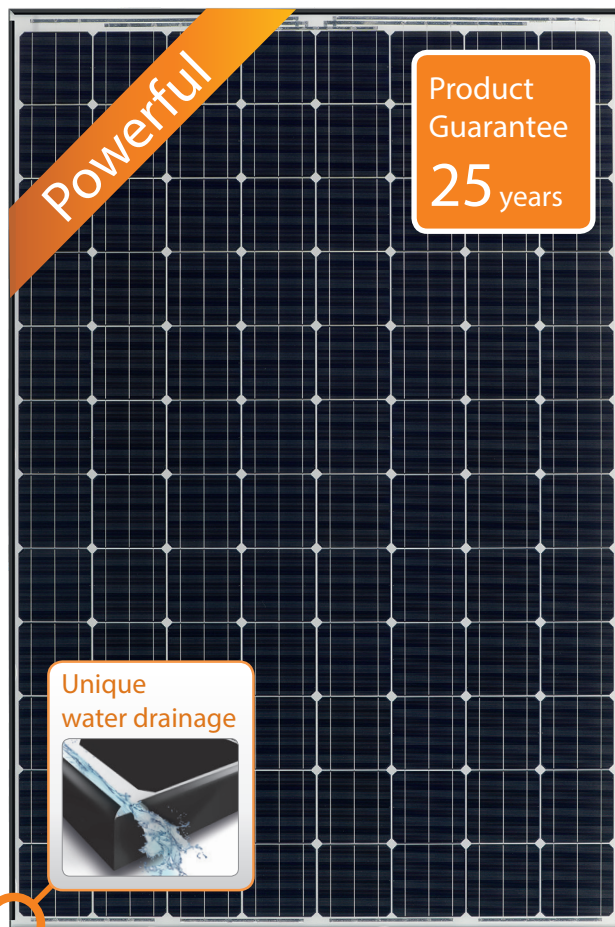
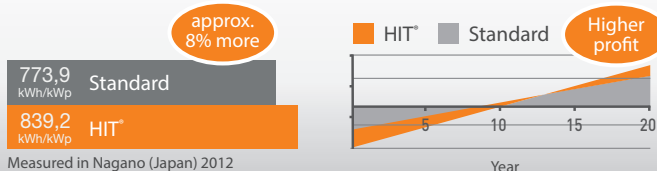
100% Panasonic, 100% HIT®

Proudly featuring Panasonic's original invention, the heterojunction solar cell. With over 1 billion cells produced commercially over 18 years, 25 years after the breakthrough in the development and looking back to over 40 years of experience in solar, Panasonic really offers you a 25-year guarantee you can trust.



More energy, higher profit!

Helping you reach a higher final profit with your PV system!



330W/325W

High Efficiency

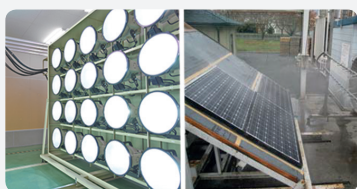
High Performance
at High Temperatures

High Power
Generation

QUALITY PROVEN 4 WAYS

1 Guaranteed by Panasonic

- IEC and over 20 Panasonic internal tests
- Vertically integrated own manufacturing (wafer, cell and module)



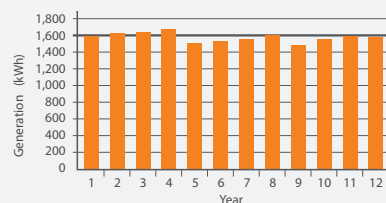
2 Record low claim rate

Less than 0.0044% failure rate after more than 10 years experience in Europe (as of January 2019)

3 Less degradation on the field

12 years actual data prove a reliable and stable performance.

Installation: March 2004
Location: Gloucestershire, UK
Model: HIP-180BE
System size: 1.80 kWp
Tilt: 40 deg.
Direction: South-West



4 3rd party verified

- Lifecycle testing (Long-Term-Sequential-Test) by TÜV Rheinland (tested on VBHN240SE10)
- PID-free (tested by Fraunhofer Institute)

HIT® is a registered trademark of Panasonic Group.

Electrical data (at STC)

	VBHN330SJ47	VBHN325SJ47
Max. power (P _{max}) [W]	330	325
Max. power voltage (V _{mp}) [V]	58.0	57.6
Max. power current (I _{mp}) [A]	5.70	5.65
Open circuit voltage (V _{oc}) [V]	69.7	69.6
Short circuit current (I _{sc}) [A]	6.07	6.03
Max. over current rating [A]	15	15
Power tolerance [%] *	+10/-0	+10/-0
Max. system voltage [V]	1000	1000
Solar panel efficiency [%]	19.7	19.4

Note: Standard Test Conditions: Air mass 1.5; Irradiance = 1000W/m²; cell temp. 25°C
* Maximum power at delivery.

Temperature characteristics

Temperature (NOCT) [°C]	44.0	44.0
Temp. coefficient of P _{max} [%/°C]	-0.258	-0.258
Temp. coefficient of V _{oc} [V/°C]	-0.164	-0.164
Temp. coefficient of I _{sc} [mA/°C]	3.34	3.32

At NOCT (Normal Operating Conditions)

Max. power (P _{max}) [W]	251.9	249.3
Max. power voltage (V _{mp}) [V]	56.3	56.1
Max. power current (I _{mp}) [A]	4.54	4.52
Open circuit voltage (V _{oc}) [V]	65.8	65.9
Short circuit current (I _{sc}) [A]	4.89	4.88

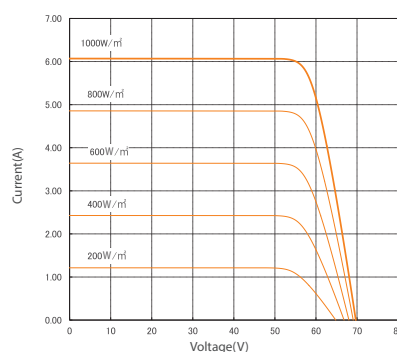
Note: Normal Operating Cell Temp.: Air mass 1.5; Irradiance = 800W/m²;
Air temperature 20°C; wind speed 1 m/s

At low irradiance (20%)

Max. power (P _{max}) [W]	63.5	62.3
Max. power voltage (V _{mp}) [V]	57.0	56.4
Max. power current (I _{mp}) [A]	1.12	1.11
Open circuit voltage (V _{oc}) [V]	65.6	65.3
Short circuit current (I _{sc}) [A]	1.22	1.21

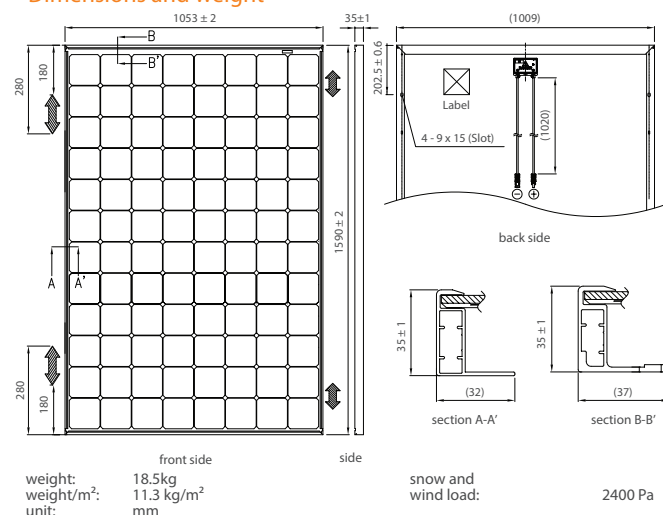
Note: Low irradiance: Air mass 1.5; Irradiance = 200W/m²; cell temp. = 25°C

Dependence on irradiance



Reference data for model
VBHN330SJ47
(Cell temperature: 25°C)

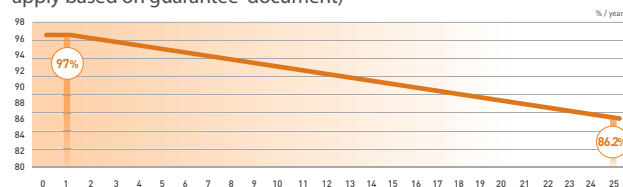
Dimensions and weight



Guarantee

Power output: 25 years linear
(1st year 97 %, from 2nd year -0.45 %/year, in 25th year 86.2%)

Product workmanship: 25 years
(registration necessary on www.eu-solar.panasonic.net, otherwise 15 years
apply based on guarantee document)



Materials

Cell material: 5 inch photovoltaic cells
Glass material: AR coated tempered glass
Frame materials: Black anodized aluminium
Connectors type: SMK

Certificates

CLASS UNO
By TÜV Rheinland
UNI 8457
UNI 9174
UNI 9177



IEC61215
IEC61730-1
IEC61730-2



Certificate No. MCS PV0034
Photovoltaic System



Please consult your local dealer for more information

CAUTION! Please read the installation manual carefully before using the products.

Used electrical and electronic products must not be mixed with general household waste. For proper treatment, recovery and recycling of old products, please take them to applicable collection points in accordance with your national legislation.



Panasonic Eco Solutions Europe
Panasonic Electric Works Europe AG

Robert-Koch-Straße 100,
85521 Ottobrunn, Germany
Tel. +49 89 45354-1000
Fax +49 89 45354-2111
info.solar@eu.panasonic.com

Panasonic

All Rights Reserved © 2015 COPYRIGHT Panasonic Electric Works Europe AG
Specifications are subject to change without notice.
03/2019

Ultra *nueva gama*

➔ Módulo fotovoltaico
A-255P / A-260P / A-265P (TYCO 3.2)



+ UltraTolerancia positiva
Positiva 0 / +5 Wp

+ UltraCalidad
Anti Hot-Spot

+ UltraGarantía
10 años de garantía de producto

+ UltraFiabilidad
En el mercado desde 1979

+ UltraResistencia
Cristal templado de 3.2 mm

+ UltraTES
Verificación eléctrica célula a célula



Sistema único
en el mercado,
patentado por
Atersa.

Características eléctricas (STC: 1kW/m², 25°C±2°C y AM 1,5)*

	A-255P	A-260P	A-265P
Potencia Nominal (0/+5 W)	255 W	260 W	265 W
Eficiencia del módulo	15,66%	15,97%	16,27%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,29 A	8,35 A	8,40 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	30,76 V	31,20 V	31,55 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,88 A	8,95 A	9,01 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	37,80 V	37,98 V	38,14 V

Parámetros térmicos

Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C

Características físicas

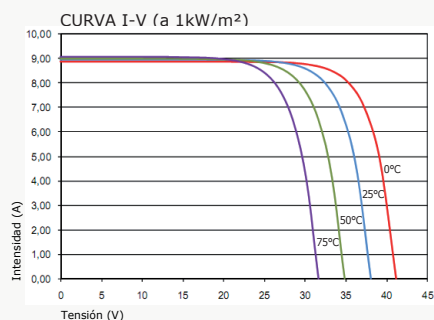
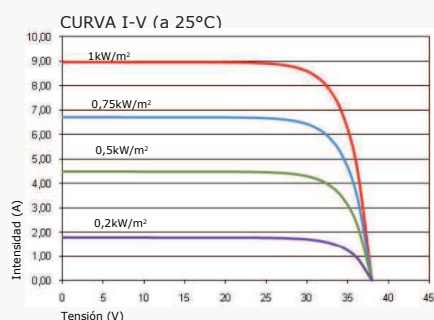
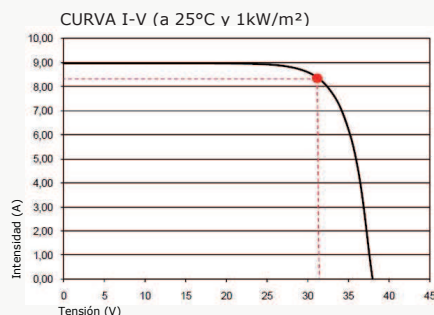
Dimensiones (mm ± 2 mm)	1645x990x40
Peso (0,5 kg)	19,2
Área (m ²)	1,63
Tipo de célula (± 1 mm)	Policristalina 156x156 mm (6 pulgadas)
Células en serie	60 (6x10)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 3.2 mm
Marco	Aleación de aluminio anodizado o pintado en poliéster
Caja de conexiones	TYCO IP67
Cables	Cable Solar 4 mm ² 1.200 mm
Conectores	TYCO PV4

Rango de funcionamiento

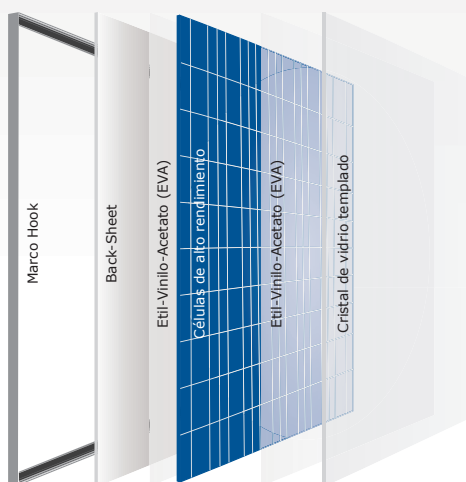
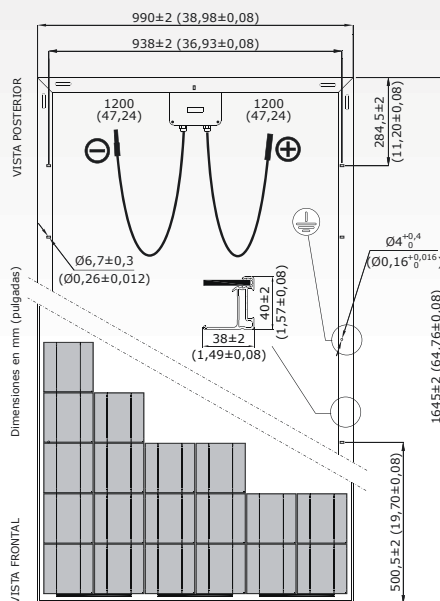
Temperatura	-40°C a +85°C
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II
Carga Máxima Viento / Nieve	2400 Pa (130 km/h) / 5400 Pa (551 kg/m ²)
Máxima Corriente Inversa (IR)	15,1 A

*Especificaciones eléctricas medidas en STC. NOCT: 47±2°C.
Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

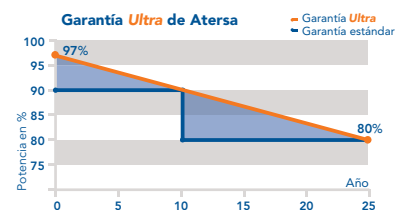
Curvas modelo A-260P



Vista genérica de la construcción de un módulo fotovoltaico



- Módulos por caja: **25 uds**
- Peso por palé: **495 kg**
- En un contenedor de 40 pies entran 25 cajas: **625 paneles**
- En un contenedor de 40 pies HC entran 26 cajas: **650 paneles**
- En un contenedor de 20 pies entran 10 cajas: **250 paneles**
- En un camión TAUTLINER entran 30 cajas: **750 paneles**



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

➔ www.atersa.com • atersa@elecnor.com
Madrid 915 178 452 • Valencia 902 545 111

Revisado: 28/04/17
Ref.: MU-6P (3) 6x10-D (TY 3.2)
© Atersa SL, 2016



JKM270PP-60

255-270 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0/+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001
certified factory.
UL1703 certified products.
(North America Market Use Only)



KEY FEATURES



High Power Output:

Polycrystalline 60-cell module achieves a power output up to 265Wp.



Anti-PID Guarantee:

Limited power degradation of Eagle module caused by PID effect is guaranteed under 60 C/85% RH condition for mass production.



Low-light Performance:

Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



Severe Weather Resilience:

Tested to withstand maximum positive loading of 5400Pa and negative loading of 2400Pa.



Durability against extreme environmental conditions:

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

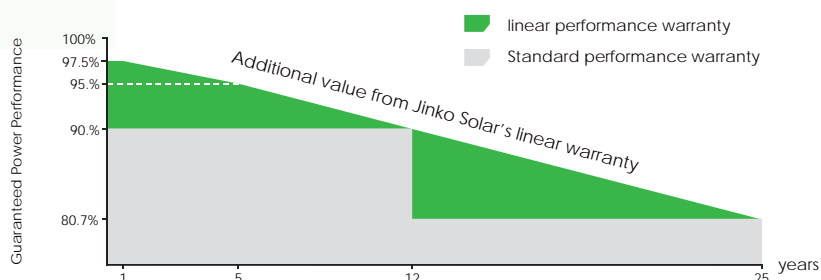


Temperature Coefficient:

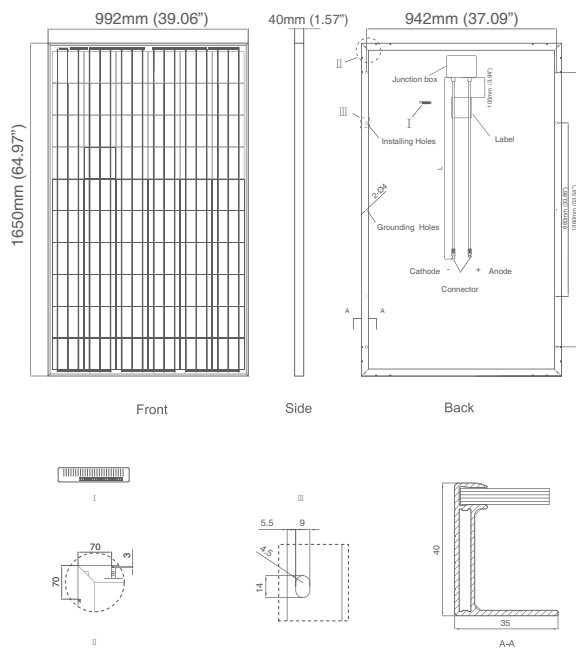
Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings

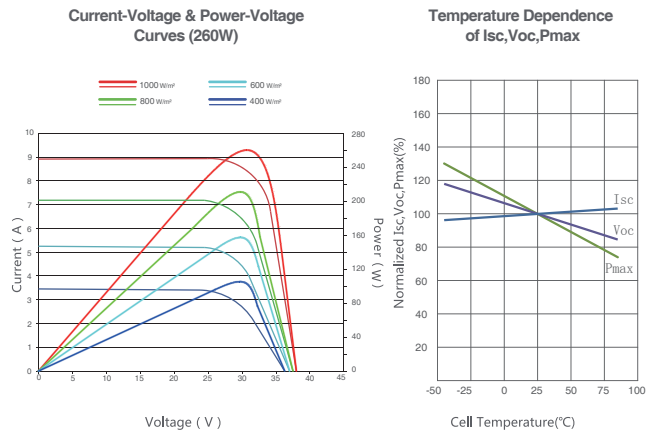


Packaging Configuration

(Two boxes=One pallet)

25pcs/ box, 50pcs/pallet, 700 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No.of cells	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×40mm (64.97×39.06×1.57 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, AR Coating Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	12 AWG, Length:900mm (35.43 inch)
Fire Type	Type 1

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM255PP		JKM260PP		JKM265PP		JKM270PP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	255Wp	190Wp	260Wp	194Wp	265Wp	198Wp	270Wp	202Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.8V	28.1V	31.1V	28.3V	31.4V	28.7V	31.7V	29.0V
Maximum Power Current (Imp)	8.28A	6.75A	8.37A	6.84A	8.44A	6.91A	8.52A	6.97A
Open-circuit Voltage (Voc)	38.0V	35.0V	38.1V	35.1V	38.6V	35.3V	38.8V	35.6V
Short-circuit Current (Isc)	8.92A	7.22A	8.98A	7.26A	9.03A	7.31A	9.09A	7.35A
Module Efficiency STC (%)	15.58%		15.89%		16.19%		16.50%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C							
Maximum system voltage	1000VDC (UL)							
Maximum series fuse rating	15A							
Power tolerance	0~+3%							
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C							
Temperature coefficients of Voc	-0.30%/°C							
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C							
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C							

STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
US-MKT-265PP_rev2015

SUNNY TRIPOWER

15000TL / 20000TL / 25000TL



STP 15000TL-30 / STP 20000TL-30 / STP 25000TL-30



Efficient

- Maximum efficiency of 98.4%

Safe

- DC surge arrester (SPD type II) can be integrated

Flexible

- DC input voltage of up to 1000 V
- Multistring capability for optimum system design
- Optional display

Innovative

- Cutting-edge grid management functions with Integrated Plant Control
- Reactive power available 24/7 (Q on Demand 24/7)

SUNNY TRIPOWER

15000TL / 20000TL / 25000TL

The versatile specialist for large-scale commercial plants and solar power plants

The Sunny Tripower is the ideal inverter for large-scale commercial and industrial plants. Not only does it deliver extraordinary high yields with an efficiency of 98.4%, but it also offers enormous design flexibility and compatibility with many PV modules thanks to its multistring capabilities and wide input voltage range.

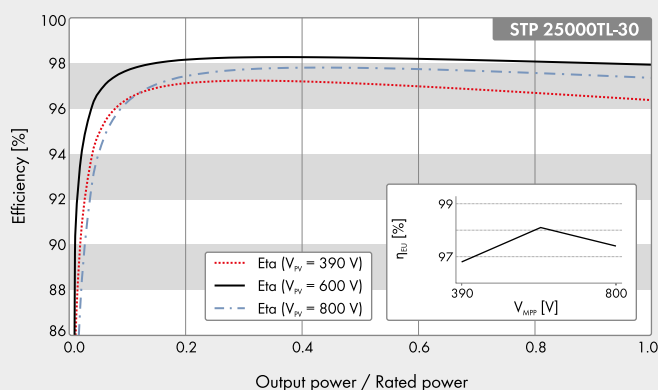
The future is now: the Sunny Tripower comes with cutting-edge grid management functions such as Integrated Plant Control, which allows the inverter to regulate reactive power at the point of common coupling. Separate controllers are no longer needed, lowering system costs. Another new feature—reactive power provision on demand (Q on Demand 24/7).

SUNNY TRIPOWER

15000TL / 20000TL / 25000TL

Technical Data	Sunny Tripower 15000TL
Input (DC)	
Max. generator power	27000 W _p
DC rated power	15330 W
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	240 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:3; B:3
Output (AC)	
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	15000 W
Max. AC apparent power	15000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
AC voltage range	180 V to 280 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V
Max. output current / rated output current	29 A / 21.7 A
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0 overexcited to 0 underexcited
THD	≤ 3%
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European Efficiency	98.4% / 98.0%
Protective devices	
DC-side disconnection device	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●
DC surge arrester (Type II) can be integrated	○
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / –
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II
General data	
Dimensions (W / H / D)	661 / 682 / 264 mm (26.0 / 26.9 / 10.4 inch)
Weight	61 kg (134.48 lb)
Operating temperature range	–25 °C to +60 °C (–13 °F to +140 °F)
Noise emission (typical)	51 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / Opticool
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%
Features / function / Accessories	
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal
Display	○
Interface: RS485, Speedwire / Webconnect	○ / ●
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●
Multifunction relay / Power Control Module	○ / ○
OptiTrac Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○
Planned certificates and permits	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014
* Does not apply to all national appendices of EN 50438	
Type designation	STP 15000TL-30

Efficiency Curve



Accessory



RS485 interface
DM-485CB-10



Power Control Module
PWCMOD-10



DC surge arrester Typ II,
inputs A and B
DCSPD KIT3-10



Multifunction relay
MFR01-10

● Standard features ○ Optional features — Not available
Data at nominal conditions
Status: October 2017

Technical Data

Input (DC)

Max. generator power
DC rated power
Max. input voltage
MPP voltage range / rated input voltage
Min. input voltage / start input voltage
Max. input current input A / input B
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input

Output (AC)

Rated power (at 230 V, 50 Hz)
Max. AC apparent power
AC nominal voltage
AC voltage range
AC grid frequency / range
Rated power frequency / rated grid voltage
Max. output current / Rated output current
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor
THD
Feed-in phases / connection phases

Efficiency

Max. efficiency / European Efficiency

Protective devices

DC-side disconnection device
Ground fault monitoring / grid monitoring
DC surge arrester (Type II) can be integrated
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated
All-pole sensitive residual-current monitoring unit
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)

General data

Dimensions (W / H / D)
Weight
Operating temperature range
Noise emission (typical)
Self-consumption (at night)
Topology / cooling concept
Degree of protection (as per IEC 60529)
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)

Features / function / Accessories

DC connection / AC connection
Display
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus
Multifunction relay / Power Control Module
OptiTrac Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years
Certificates and permits (more available on request)

* Does not apply to all national appendices of EN 50438

Type designation

Sunny Tripower 20000TL

36000 Wp
20440 W
1000 V
320 V to 800 V / 600 V
150 V / 188 V
33 A / 33 A
2 / A:3; B:3

Sunny Tripower 25000TL

45000 Wp
25550 W
1000 V
390 V to 800 V / 600 V
150 V / 188 V
33 A / 33 A
2 / A:3; B:3

20000 W
20000 VA
3 / N / PE; 220 V / 380 V
3 / N / PE; 230 V / 400 V
3 / N / PE; 240 V / 415 V
180 V to 280 V
50 Hz / 44 Hz to 55 Hz
60 Hz / 54 Hz to 65 Hz
50 Hz / 230 V
29 A / 29 A
36.2 A / 36.2 A
1 / 0 overexcited to 0 underexcited
≤ 3%
3 / 3

98.4% / 98.0%

98.3% / 98.1%

●
● / ●
○
● / ● / —
●
I / AC: III; DC: II

661 / 682 / 264 mm (26.0 / 26.9 / 10.4 inch)
61 kg (134.48 lb)
−25 °C to +60 °C (−13 °F to +140 °F)
51 dB(A)
1 W
Transformerless / Opticool
IP65
4K4H
100%

SUNCLIX / spring-cage terminal

○
○ / ●
● / ●
○ / ○
● / ● / ●
● / ●
● / ○ / ○ / ○

ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n° 7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014

STP 20000TL-30

STP 25000TL-30

www.SunnyPortal.com

Professional PV system monitoring, management and data display



SUNNY TRIPOWER 3.0 / 4.0 / 5.0 / 6.0

With SMA SMART CONNECTED



STP3.0-3AV-40 / STP4.0-3AV-40 / STP5.0-3AV-40 / STP6.0-3AV-40



**Intelligent service with
SMA Smart Connected**

Compact

- One-person installation due to low weight of 17 kg
- Compact design means minimum space requirements

Easy to use

- 100% plug and play installation
- Free online monitoring via Sunny Places
- Automated service thanks to SMA Smart Connected

High yields

- Use of surplus energy through dynamic active power limitation
- Shade management with OptiTrac Global Peak or integrated TS4-R communication

Combinable

- Intelligent energy management and storage solutions can be added anytime
- Can be combined with TS4-R components for module optimization

SUNNY TRIPOWER 3.0 / 4.0 / 5.0 / 6.0

Higher yields for private homes – intelligent solar power generation

The new Sunny Tripower 3.0–6.0 ensures maximum energy yields for private homes. This inverter combines the integrated Service SMA Smart Connected service and intelligent technology for all ambient requirements. Thanks to its extremely light design, the device can be installed quickly and easily. The Sunny Tripower can be commissioned quickly via smartphone or tablet thanks to its integrated web interface. For specific requirements on the roof, such as shading, the TS4-R module optimizers can be added into the system, with all communication and monitoring facilitated through the inverter. Current communication standards make the inverter future-proof, meaning intelligent energy management solutions as well as SMA storage solutions can be flexibly added anytime.

SMA SMART CONNECTED

The integrated service for ease and comfort

SMA Smart Connected* is free monitoring of an inverter via the SMA Sunny Portal. If an inverter fails, SMA proactively informs the PV system owner and the installer. This saves valuable working time and costs.

With SMA Smart Connected, the installer benefits from rapid diagnoses by SMA. They can thus quickly rectify the fault and score points with the customer thanks to the additional, attractive services.



ACTIVATION OF SMA SMART CONNECTED

During registration of the system in the Sunny Portal, the installer activates SMA Smart Connected and benefits from automatic inverter monitoring by SMA.



AUTOMATIC INVERTER MONITORING

SMA takes on the job of inverter monitoring with SMA Smart Connected. SMA automatically checks the individual inverters for anomalies around the clock during operation. Every customer thus benefits from SMA's many years of experience.



PROACTIVE COMMUNICATION IN THE EVENT OF FAULTS

After a fault has been diagnosed and analyzed, SMA informs the installer and end customer immediately by e-mail. Everyone is thus optimally prepared for the troubleshooting process. This minimizes downtime and saves time and money. Regular power reports also provide valuable information about the overall system.



REPLACEMENT SERVICE

If a replacement device is necessary, SMA automatically supplies a new inverter within one to three days of the fault diagnosis. The installer can contact the PV system operator of their own accord and replace the inverter.

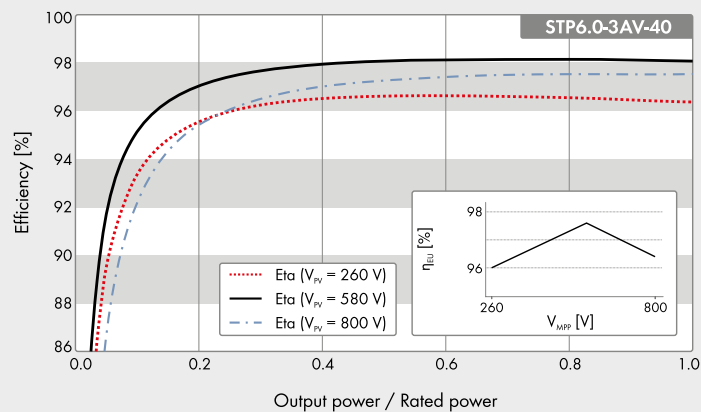


PERFORMANCE SERVICE

The PV system operator can claim compensation from SMA if the replacement inverter is not delivered within three days.

* Details: see document "Description of Services—SMA SMART CONNECTED"

Efficiency curve



Accessories (optional)

TS4-R-X

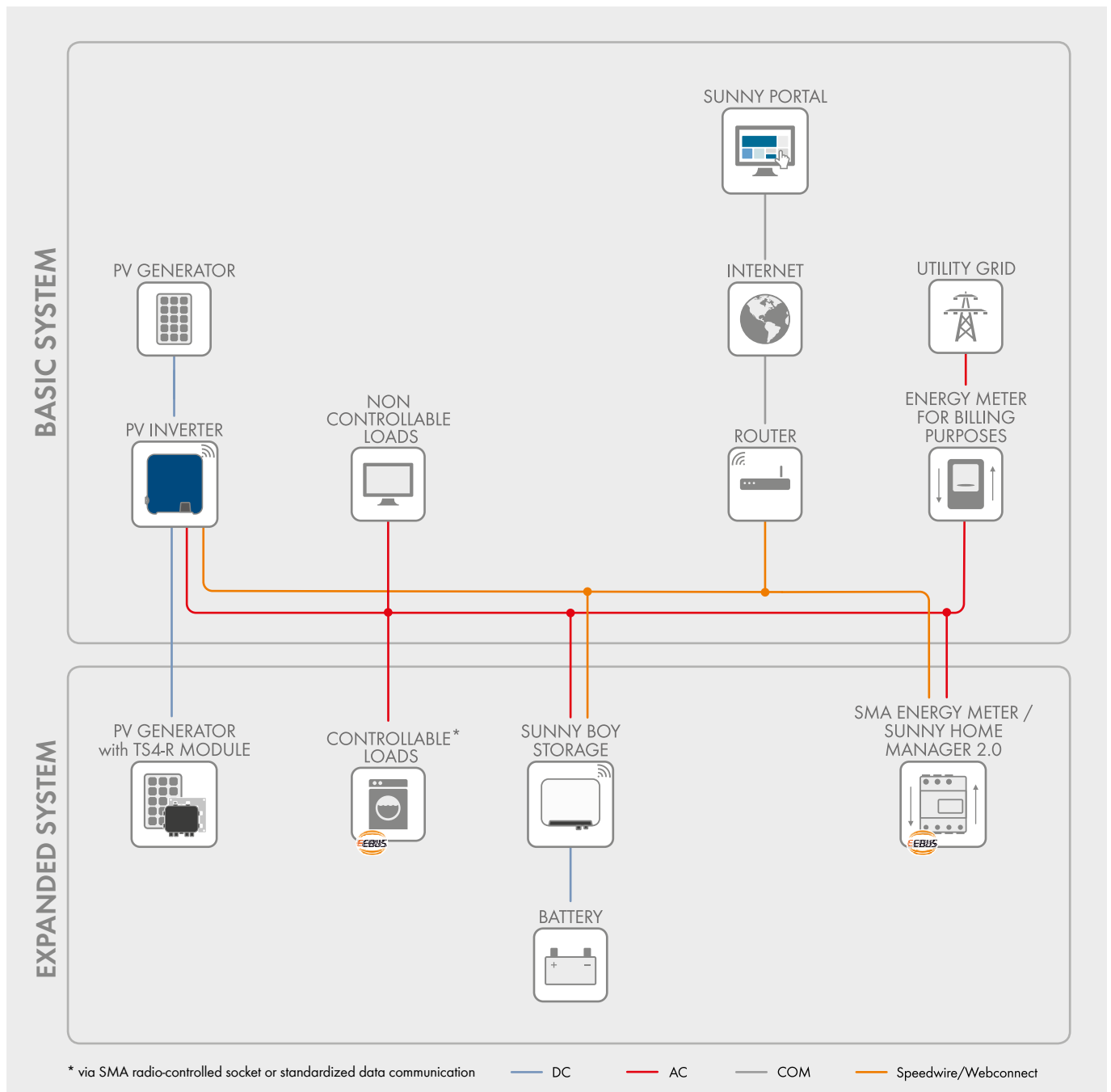
• M: Monitoring
• S: Shutdown
• O: Optimization

Gateway (GTWY)

SMA Energy Meter

• Standard features ○ Optional features — not available
Data in nominal conditions
Last revision: August 2018

Technical data	Sunny Tripower 3.0	Sunny Tripower 4.0	Sunny Tripower 5.0	Sunny Tripower 6.0
Input (DC)				
Max. PV array power	6000 Wp	8000 Wp	9000 Wp	9000 Wp
Max. input voltage	850 V	850 V	850 V	850 V
MPP voltage range	140 V to 800 V	175 V to 800 V	215 V to 800 V	260 V to 800 V
Rated input voltage	580 V			
Min. input voltage / initial input voltage	125 V / 150 V			
Max. input current input A / input B	12 A / 12 A			
Max. DC short-circuit current input A/input B	18 A / 18 A			
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2/A: 1; B: 1			
Output (AC)				
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	3000 W	4000 W	5000 W	6000 W
Max. apparent power AC	3000 VA	4000 VA	5000 VA	6000 VA
Nominal AC voltage	3/N/PE; 220 V / 380 V 3/N/PE; 230 V / 400 V 3/N/PE; 240 V / 415 V			
AC voltage range	180 V to 280 V			
AC grid frequency / range	50 Hz / 45 Hz to 55 Hz 60 Hz / 55 Hz to 65 Hz			
Rated grid frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V			
Max. output current	3 x 4.5 A	3 x 5.8 A	3 x 7.6 A	3 x 9.1 A
Power factor at rated power / Displacement power factor, adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited			
Feed-in phases / connection phases	3 / 3			
Efficiency				
Max. efficiency / European efficiency	98.2% / 96.5%	98.2% / 97.1%	98.2% / 97.4%	98.2% / 97.6%
Protective devices				
Input-side disconnection point	•			
Ground fault monitoring / grid monitoring	• / •			
DC reverse polarity protection / AC short circuit current capability / galvanically isolated	• / • / —			
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	•			
Protection class (according to IEC 62103) / surge category (according to IEC 60664-1)	I / III			
General data				
Dimensions (W / H / D)	435 mm / 470 mm / 176 mm (17.1 inches / 18.5 inches / 6.9 inches)			
Weight	17 kg (37.4 lbs)			
Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)			
Noise emission, typical	30 dB(A)			
Self-consumption (at night)	5.0 W			
Topology / Cooling concept	Transformerless / Convection			
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65			
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H			
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%			
Equipment				
DC connection / AC connection	SUNCLIX / AC connector			
Display via smartphone, tablet, laptop	•			
Interfaces: WLAN / Ethernet / RS485	• / • / •			
Communication protocols	Modbus (SMA, Sunspec), Webconnect, SMA Data, TS4-R			
Shade management: OptiTrac Global Peak / TS4-R	• / ○			
Warranty: 5 / 10 / 15 years	• / ○ / ○			
Certificates and permits (more available upon request)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21, DIN EN 62109-1/IEC 62109-1, DIN EN 62109-2/IEC 62109-2, EN 50438, G59/3, G83/2, NEN-EN 50438, ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, PPDS, PPC, RD 1699, SI 4777, TR 3.2.1, UTE C15-712, VDE-AR-N 4105, VDE-0126-1-1, VFR 2014			
Certificates and approvals (currently being planned)	DEWA 2016, EN 62116, IEC 61727, IEC-EN 50438, NBR 16149, NRS 097-2-1			
Country availability of SMA Smart Connected	AU, AT, BE, CH, DE, ES, FR, IT, LU, NL, UK			
Type designation	STP3.0-3AV-40	STP4.0-3AV-40	STP5.0-3AV-40	STP6.0-3AV-40



BASIC SYSTEM functions

- Easy commissioning via integrated WLAN and Speedwire interface
- Maximum transparency thanks to visualization in Sunny Portal / Sunny Places
- Safe investment through SMA Smart Connected
- Modbus as interface for third-party solutions

Expanded SYSTEM FUNCTIONS

- Basic system functions
- Reduction in purchased electricity and increase in self-consumption through use of stored solar energy
- Maximum energy use thanks to forecast-based charging
- Increased self-consumption thanks to intelligent load control
- Maximum system yield through Smart module technology, with commissioning and monitoring directly via the inverter

With SMA Energy Meter

- Maximum system usage through dynamic limiting of feed-in to the grid between 0% and 100%
- Visualization of energy consumption

* via SMA radio-controlled socket or standardized data communication

**Sencillo**

- Instalación rápida y fácil (plug and play)
- Visualización clara de los valores de medición actuales en Sunny Portal

Flexible

- Formato de carcasa compacto que ahorra espacio en el montaje sobre carril DIN en la red de distribución de la casa
- Utilización de cables de ethernet estándar para comunicación Speedwire

- Modo de uso universal, independiente de contadores de energía existentes
- Combinación sencilla y flexible con componentes de SMA Smart Home*

Potente

- Registro trifásico rápido y bidireccional de los valores de medición para gestionar la energía de manera eficaz**
- Rápida comunicación Speedwire

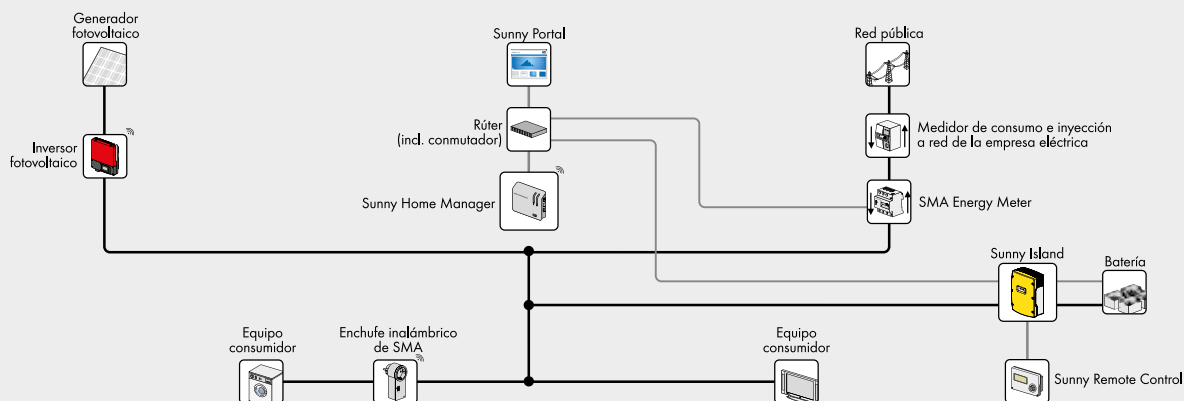
SMA ENERGY METER

Registro universal de los valores de medición para una gestión inteligente de la energía

El equipo perfecto para realizar mediciones exactas que se utilizan en la gestión inteligente de la energía del sistema SMA Smart Home: el SMA Energy Meter determina los valores de medición eléctricos de forma precisa para cada conductor de fase y en forma de valores saldados. Así, por ejemplo, como contador de inyección a red o medidor del consumo de corriente. Además, basa su comunicación en la interfaz de Speedwire. Gracias a la rapidez y bidireccionalidad con la que se registran los valores de medición, el SMA Energy Meter es el equipo ideal para gestionar la energía inteligente del sistema SMA Smart Home. Todos los datos de producción de energía fotovoltaica, consumo de la red e inyección a red se transmiten a través de un cable ethernet estándar a otros equipos: al Sunny Home Manager, Sunny Island o, en un futuro, también será posible transmitir estos datos al Sunny Boy Smart Energy. Todo ello hace posible una monitorización óptima de la energía, una gestión eficaz de la carga y de la batería y una limitación fiable de la potencia activa en el punto de inyección a la red teniendo en cuenta el autoconsumo.

* Hogar que gestiona la energía de forma inteligente. ** También se puede utilizar en sistemas monofásicos.

Ejemplo con batería



Datos técnicos

Comunicación

Bus de campo

Alcance inalámbrico máximo

Speedwire / Fast Ethernet

Entradas (tensión y corriente)

Tensión nominal

Frecuencia

Corriente nominal / corriente límite por fase

Corriente de arranque

Sección de conexión

Par de apriete para bornes roscados

Condiciones ambientales durante el funcionamiento

Temperatura ambiente

Rango de temperatura de almacenamiento

Clase de protección (según IEC 62103)

Tipo de protección (según IEC 60529)

Valor máximo permitido para la humedad relativa del aire (sin condensación)

Datos generales

Dimensiones (ancho / alto / fondo)

Partes

Peso

Lugar de montaje

Tipo de montaje

Indicación de estado

Autoconsumo

Exactitud de medición

Frecuencia de muestreo

Idiomas de las instrucciones

Equipamiento

Garantía

Certificados y autorizaciones (otros a petición)

SMA Energy Meter

Speedwire, 10 / 100 Mbit/s

100 m (entre dos equipos)

230 V / 400 V

50 Hz, 60 Hz / $\pm 5\%$

5 A / 63 A

< 25 mA

1,0 mm² - 25 mm²

2,0 Nm

-25 °C ... +40 °C (-13 °F ... +104 °F)

-25 °C ... +70 °C (-13 °F ... +158 °F)

II

IP2X

5% - 95%

88 / 70 / 65 mm

(3,46 / 2,76 / 2,56 in)

4

0,3 kg (0,66 lb)

Armario de distribución o de contadores

Montaje sobre carril DIN

2 leds

< 2 W

1 %

< 1 Hz

Alemán, inglés, italiano, francés, español,
neerlandés, portugués, griego

2 años

www.SMA-Solar.com

Actualizado: Noviembre de 2013

● De serie ○ Opcional — No disponible, datos en condiciones nominales

Modelo comercial

EMETER-10

CATÁLOGO TÉCNICO

KITS PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



**SUNFER
ENERGY
STRUCTURES**

Soportes coplanares	4
KH915	5
KH915 VR	5
KHT915	5
KHE915	6
KHS915	7
Soportes inclinados	8
CVA915 - CVA915XL	8
CHA915 - CHA915XL	9
CVE915 - CVE915XL	10
CHE915 - CHE915XL	11
FV915 - FV915XL	12
Soportes inclinados dobles	13
FV925 - FV925XL	13
Soportes universales	14
CH915	14
WH915	15
Soportes sobre poste	16
MV915	16
MV915 REGULABLE	17
STP915	18
Soportes especiales	19
WV915 - WV915XL	19
ELV915	20
Bancos de baterías	21
Bbank	21



+ de 500 referencias

Disponibles en stock



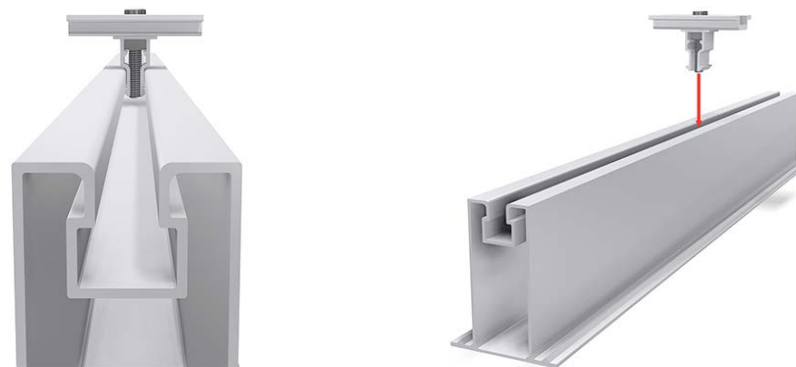
Entrega inmediata

Fabricación y entrega en 24/48h



Ventajas

- ✓ Excelente relación calidad-precio
- ✓ Durabilidad
- ✓ Resistencia a las inclemencias climatológicas
- ✓ Facilidad de montaje



PRESOR CLICK
PREMONTAJE DE FÁBRICA



PRESOR LATERAL REGULABLE
VÁLIDO PARA CUALQUIER ESPESOR DE MÓDULO

Soportes coplanares

Cubierta teja y metálica

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Disposición de los módulos: vertical / horizontal
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Perfilera: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable



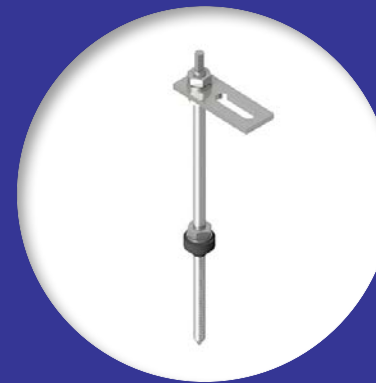
Ref. **KH915**



Ref. **KH915 VR**



Ref. **KHT915**



Soportes coplanares

Atornillados

NUEVO

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

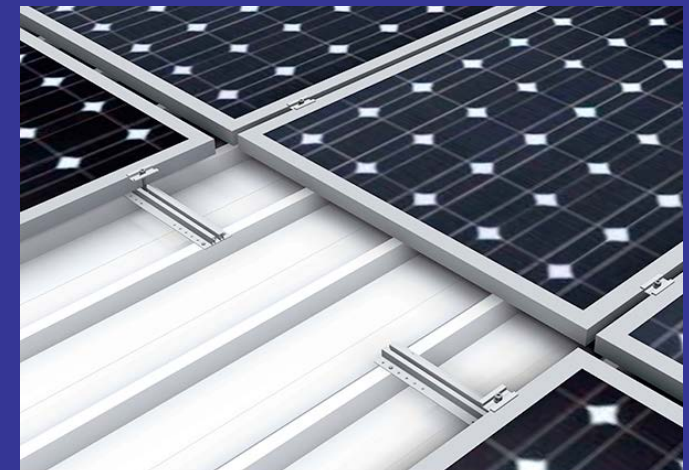
- ✓ Disposición de los módulos: vertical / horizontal
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Perfilera: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable

- » Válido para todas las chapas metálicas existentes en el mercado
- » Incluye tornillería de acero cincado para fijación a cubierta
- » Incluye neopreno



Ref.

KHE915



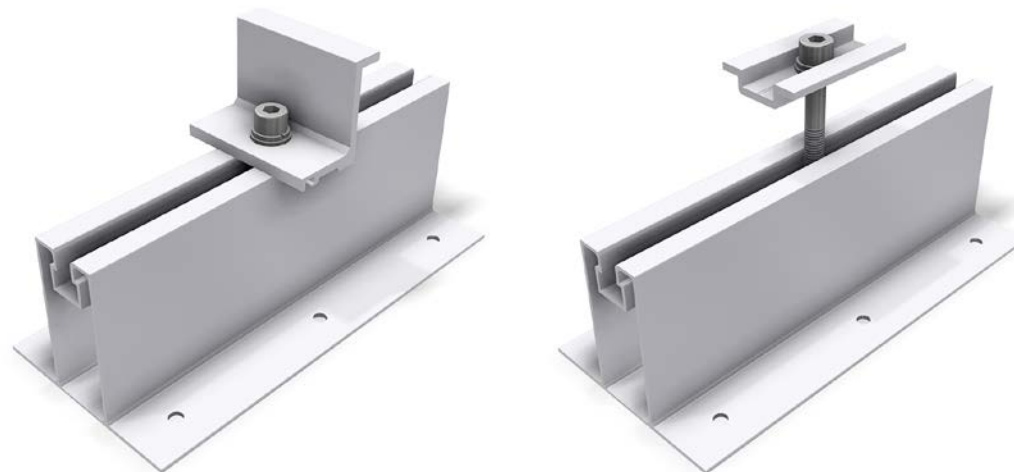
Soportes coplanares

Atornillados - Chapa Sandwich

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

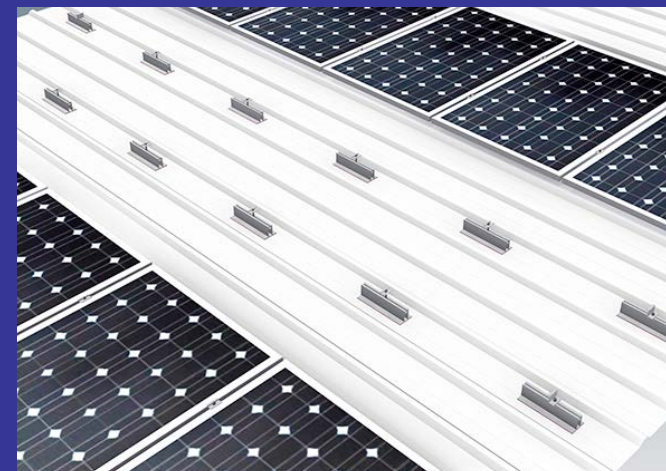
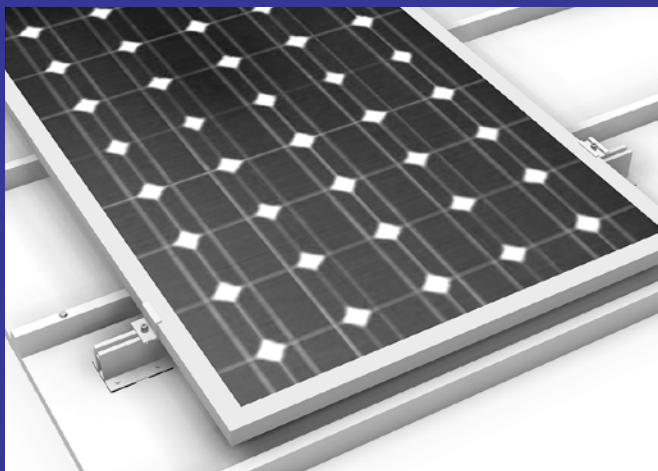
- ✓ Disposición de los módulos: vertical / horizontal
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Perfilera: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable

- » Válido para todas las chapas metálicas existentes en el mercado
- » Incluye tornillería de acero cincado para fijación a cubierta
- » Incluye neopreno



Ref.

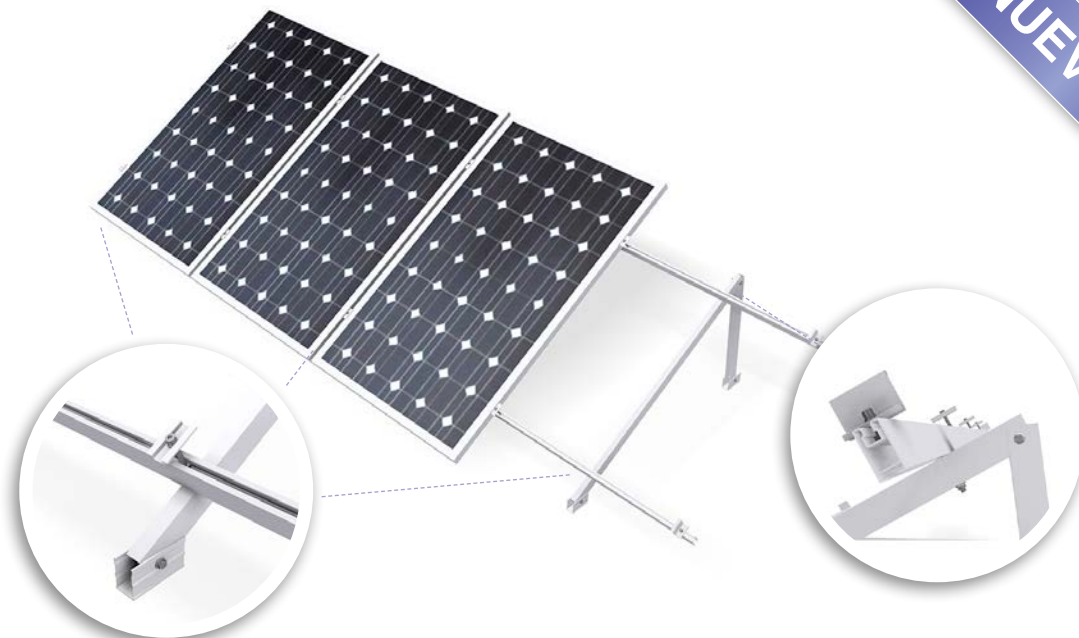
KHS915



Soportes inclinados

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Disposición de los módulos: vertical
- ✓ Capacidad desde 1 hasta 20 MFV
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Instalación recomendada: suelo o cubierta plana
- ✓ Perfilaría: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable



Ref. **CVA915 - CVA915XL**



1



2



3



TRIÁNGULO PREMONTADO

Soportes inclinados

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Disposición de los módulos: horizontal
- ✓ Capacidad desde 1 hasta 10 MFV
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Instalación recomendada: suelo o cubierta plana
- ✓ Perfilaría: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable



Ref. **CHA915 - CHA915XL**



1



2



3

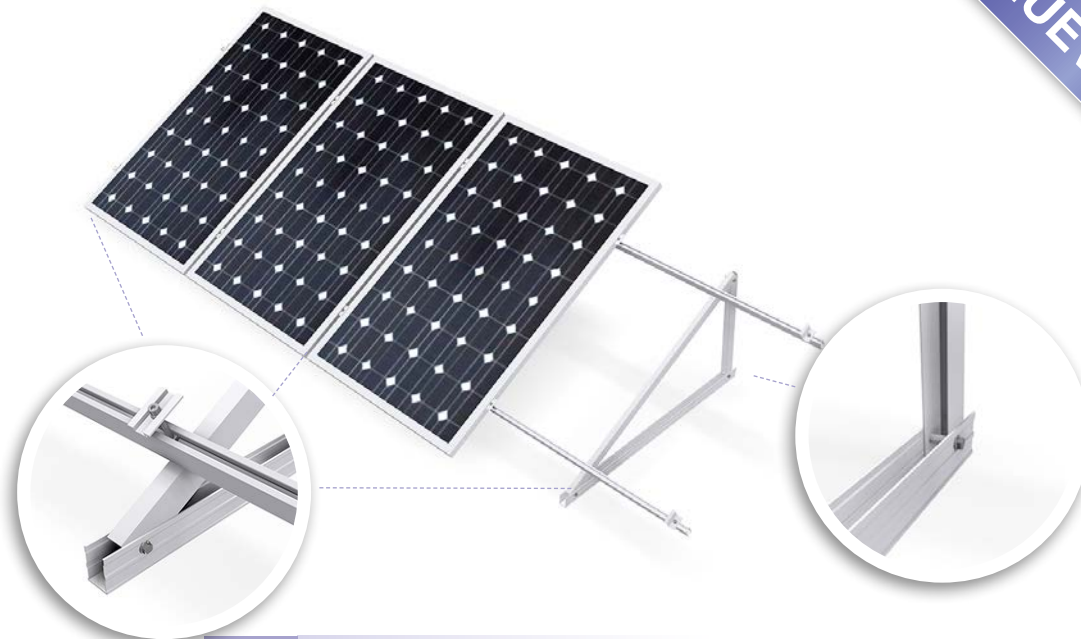


TRIÁNGULO PREMONTADO

Soportes inclinados

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Disposición de los módulos: vertical
- ✓ Capacidad desde 1 hasta 20 MFV
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Instalación recomendada: cubierta metálica
- ✓ Perfilería: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable



Ref. **CVE915 - CVE915XL**

NUEVO



1



2



3



TRIÁNGULO PREMONTADO

Soportes inclinados

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Disposición de los módulos: horizontal
- ✓ Capacidad desde 1 hasta 10 MFV
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Instalación recomendada: cubierta metálica
- ✓ Perfilería: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable



Ref. **CHE915 - CHE915XL**



1



2



3



TRIÁNGULO PREMONTADO

Soportes inclinados

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Disposición de los módulos: vertical
- ✓ Capacidad desde 1 hasta 20 MFV
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Instalación recomendada: suelo o cubierta plana
- ✓ Perfilería: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable



Ref. **FV915 - FV915XL**



Soportes inclinados dobles

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Disposición de los módulos: vertical
- ✓ Capacidad desde 2 hasta 40 MFV
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Instalación recomendada: suelo o cubierta plana
- ✓ Perfilaría: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable



Ref. **FV925 - FV925XL**



Soportes universales

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Disposición de los módulos: horizontal
- ✓ Capacidad 1 MFV
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Instalación recomendada: suelo, cubierta plana o cubierta metálica
- ✓ Perfilería: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable

» Incluye presor lateral universal



Ref.

CH915



Soportes universales

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Disposición de los módulos: horizontal
- ✓ Capacidad 1 MFV
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Instalación recomendada: fachada
- ✓ Perfilería: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable

» Incluye presor lateral universal



Ref.

WH915



Soportes sobre poste

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Capacidad 1 o 2 MFV
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Instalación recomendada: soporte sobre poste
- ✓ Perfilera: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable
- ✓ Acero galvanizado en caliente

* Poste incluido



Ref.

MV915



Soportes sobre poste

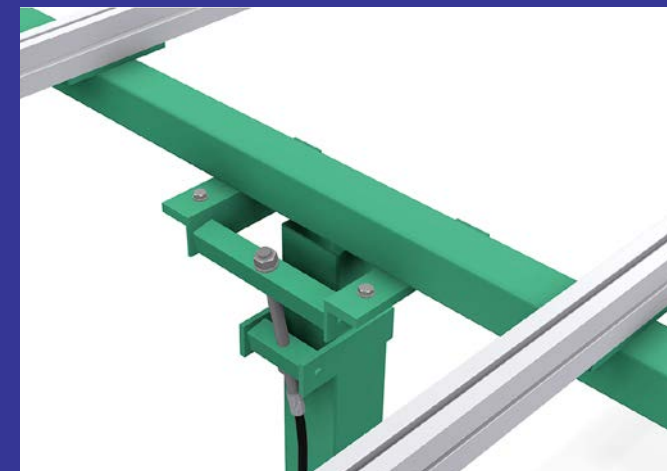
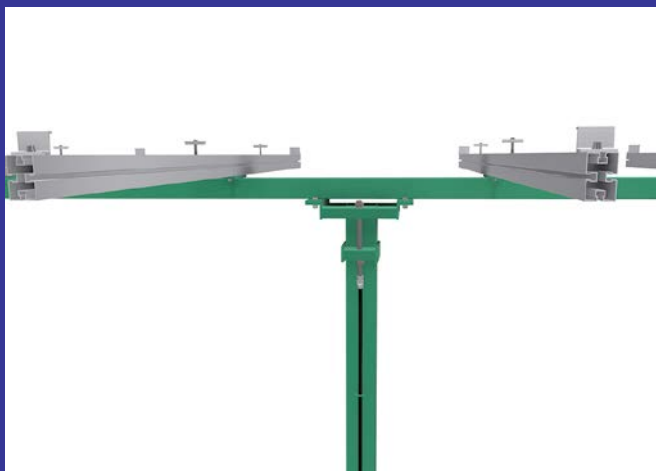
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Capacidad 6 MFV
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Instalación recomendada: soporte sobre poste
- ✓ Perfilera: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable

* Poste incluido



Ref. **MV915 REGULABLE**



Soportes sobre poste

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Capacidad 1 o 2 MFV
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Instalación recomendada: soporte sobre poste
- ✓ Perfilaría: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable

* Poste no incluido



Ref.

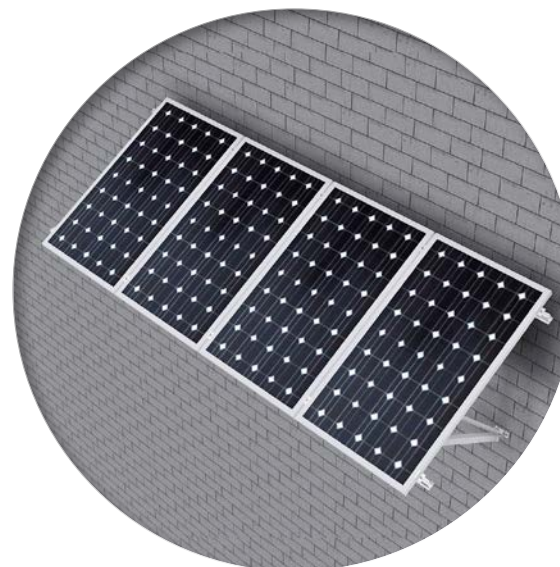
STP915



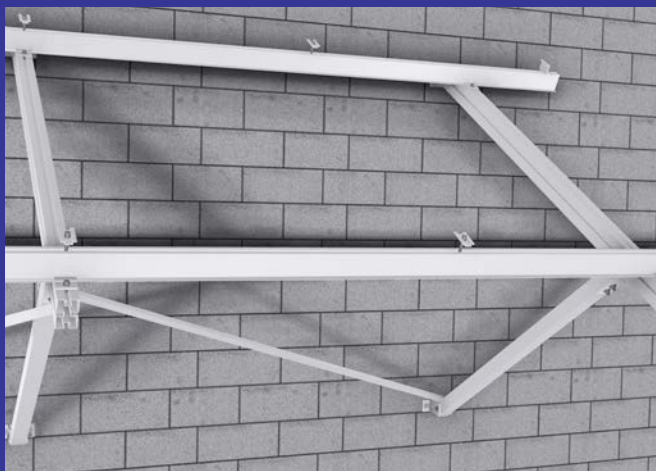
Soportes especiales

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Disposición de los módulos: vertical
- ✓ Capacidad desde 1 hasta 20 MFV
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Instalación recomendada: fachada
- ✓ Perfilería: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable



Ref. **WV915 - WV915XL**



Soportes especiales

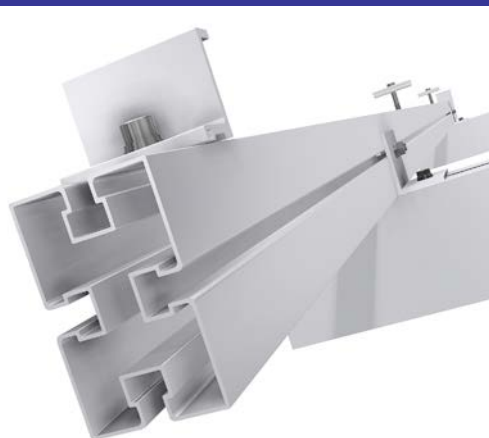
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Capacidad desde 2 hasta 40 MFV
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Instalación recomendada: sobre suelo o cubierta plana
- ✓ Perfilera: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable
- ✓ Acero galvanizado en caliente



Ref.

ELV915



Bancos de baterías

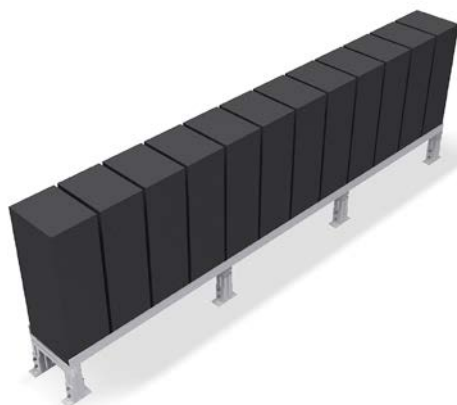
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Capacidad 12 baterías
- ✓ Adaptable según diferentes dimensiones
- ✓ Perfilera: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable



Ref.

Bbank






 (+34) 96 249 23 22

 info@sunferenergy.com

 www.sunfer-energy.com

 Camino de la Dula, S/N
46687, Albalat de la Ribera
(Valencia).



TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

DISEÑO

1. Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228

2. Aislamiento

Goma libre de halógenos

3. Cubierta

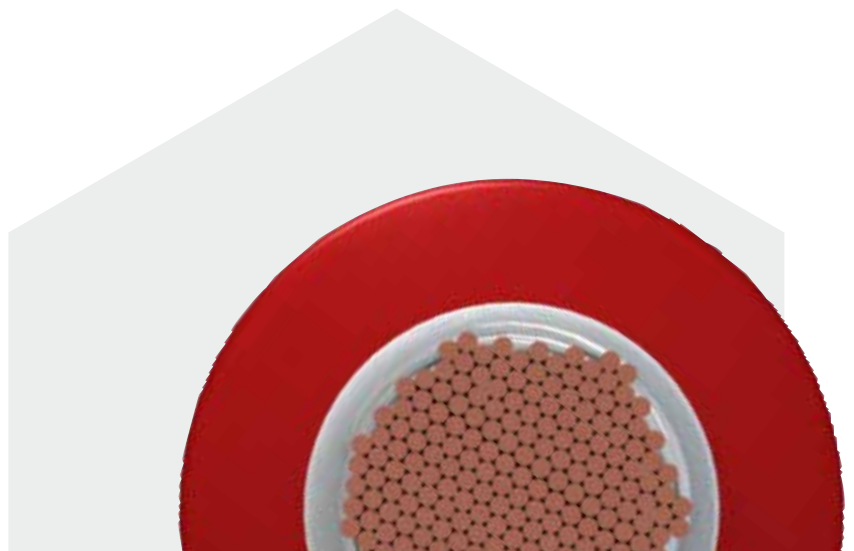
Goma libre de halógenos de color negro o rojo.

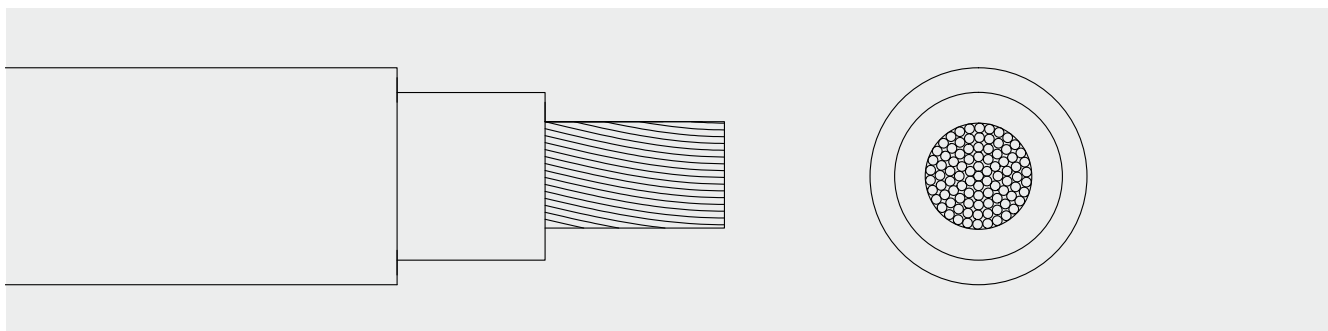
APLICACIONES

El cable Topsolar ZZ-F, certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua a alterna. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías.

Este render es un ejemplo de las diversas configuraciones de este cable. Puede ser suministrado en diversas secciones y número de conductores.

TOP CABLE TOPSOLAR PV ZZ-F





CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 1,5/1,5 · (1,8) kV



Norma de referencia

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502



Certificaciones

Certificados

CE
TÜV
EN
RoHS



Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 120°C.
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).
Temp. mínima de servicio: -40°C



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.



Características mecánicas

Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior.
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características químicas

Resistencia a grasas y aceites: excelente.
Resistencia a los ataques químicos: excelente.



Resistencia a los rayos Ultravioleta

Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618 y TÜV 2Pfg 1169-08.



Presencia de agua

Presencia de agua: AD8 sumergida.



Vida útil

Vida útil 30 años: Según UNE-EN 60216-2



Otros

Marcaje: metro a metro.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.



Aplicaciones

Instalaciones solares fotovoltaicas.





TOXFREE ZH RZ1-K (AS)

Cable flexible de potencia, libre de halógenos, para locales de pública concurrencia.

IEC 60502-1 / UNE 21123-4

DISEÑO

1. Conductor

Cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228

2. Aislamiento

Polietileno reticulado (XLPE).

La identificación normalizada de los conductores aislados es la siguiente:

1 x	Natural
2 x	Azul + Marrón
3 G	Azul + Marrón + Amarillo/Verde
3 x	Marrón + Negro + Gris
3 x + 1 x	Marrón + Negro + Gris + Azul (sección reducida)
4 G	Marrón + Negro + Gris + Amarillo/Verde
4 x	Marrón + Negro + Gris + Azul
5 G	Marrón + Negro + Gris + Azul + Amarillo/Verde
6 ó más	negros numerados + Amarillo/Verde

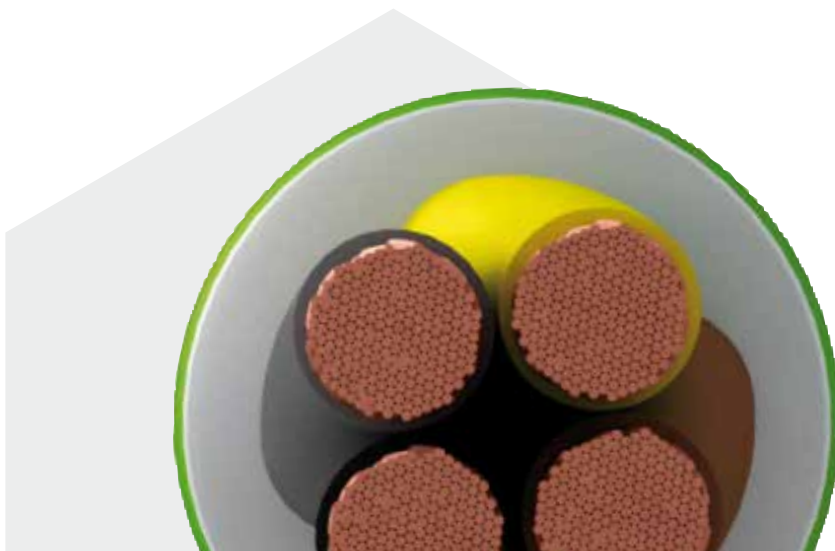
3. Cubierta

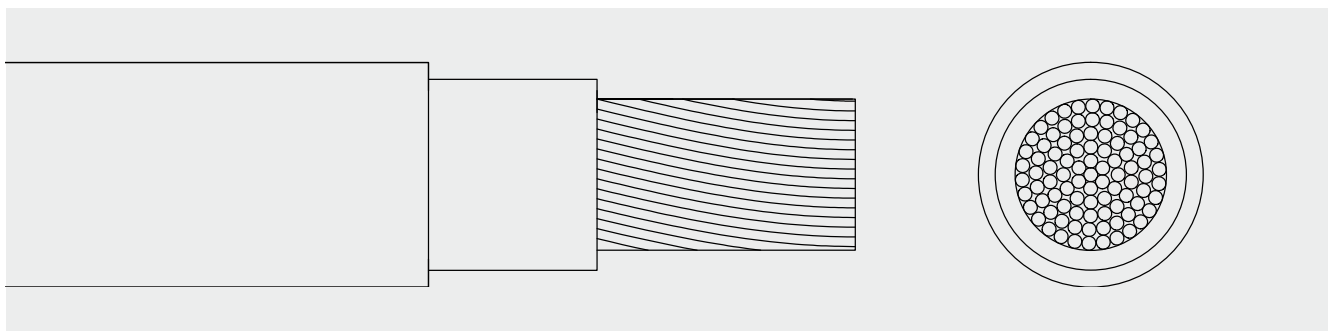
Poliolefina ignifugada, de color verde, libre de halógenos y con baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio. Cable no propagador del incendio.

APLICACIONES

El Toxfree ZH RZ1-K (AS) es un cable libre de halógenos, con baja emisión de humos y no propagador del incendio. Su instalación es de uso obligado en locales de pública concurrencia como: hospitales, escuelas, museos, aeropuertos, estaciones de autobús, comercios en general.

Este render es un ejemplo de las diversas configuraciones de este cable. Puede ser suministrado en diversas secciones y número de conductores.





CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 0,6/1kV



Norma de referencia

IEC 60502-1 / UNE 21123-4



ITC y certificaciones

ITC: 9/14/15/20/28/30/31

Certificados

CE
SEC
AENOR
RoHS



Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 90°C
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).
Temp. mínima de servicio: -40°C
(estático con protección).



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
No propagación del incendio según UNE-EN 60332-3 e IEC 60332-3.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.



Características mecánicas

Radio de curvatura: 5 x diámetro exterior.
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características químicas

Resistencia a los ataques químicos: aceptable.
Resistencia a los rayos ultravioleta: UNE 211605.



Presencia de agua

Presencia de agua: AD5 chorros de agua.



Otros

Marcaje: metro a metro.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.
Entubado.



Aplicaciones

Uso industrial.
Locales de pública concurrencia.



Embalaje

Disponible en rollos de 100m -con film retráctilado- y bobinas.



Sistema de
conducción y
adaptación de
mecanismos

Canales sin halógenos

73

materia prima
color

U43X

Blanco

73

Debe
respetarse
el REBT



Para la distribución de cables, con posibilidad de adaptación de mecanismos

- **Apta para uso en intemperie.**
- Soporta elevadas temperaturas.
- Alta protección de los bienes.
- Se puede pintar para una mejor integración en el ambiente.
- **Material aislante sin halógenos.**

Recomendadas ICT: Canalización Enlace, Principal y Secundaria

Materia prima



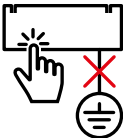
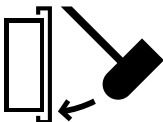

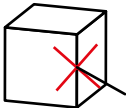


Canales

Elementos de acabado
y adaptación de mecanismos

Conforme



Características técnicas

<div>Eléctrica</div> <div></div> <div>EN 50085-2-1</div> <div><ul style="list-style-type: none">• Con aislamiento eléctrico.• No requiere puesta a tierra.</div>	<div>Impacto</div> <div></div> <div>EN 50085-2-1</div> <div><ul style="list-style-type: none">• Resistencia al impacto durante la instalación y aplicación: IK07.</div>	<div>Temperatura</div> <div></div> <div>EN 50085-2-1</div> <div><ul style="list-style-type: none">• Temperatura mínima de instalación y aplicación: -25°C.• Temperatura máxima de aplicación: +90°C.</div>	<div>Grado de protección</div> <div></div> <div>EN 50085-2-1</div> <div><ul style="list-style-type: none">• Grado de protección proporcionado por la envolvente montada sobre pared: IP4X.</div>
<div>Intemperie</div> <div></div> <div></div> <div><ul style="list-style-type: none">• Buen comportamiento frente a los rayos UV e intemperie.</div>	<div>Fuego</div> <div></div> <div>EN 50085-2-1</div> <div><ul style="list-style-type: none">• Ensayo hilo incandescente a 960°C.• No propagador de la llama.</div> <div><hr/>UL94</div> <div><ul style="list-style-type: none">• Grado inflamabilidad: V0.• No transmite fuego por goteo.</div>	<div>Sigue los pasos prácticos de</div>	

Sigue los pasos prácticos de la pág. 17 para consultar y descargar la **ficha técnica** en nuestra web www.unex.net

Canales
sin halógenos

73 **U43X**
Blanco



Longitud

3 m

Color

Blanco

RAL 9010

Marcas de calidad



EN 50085-2-1:2006 +
A1:2011



ГОСТ Р
50827:2009

Homologaciones



Bureau Veritas



ФЗ от 22.07.08 N 123-ФЗ
ГОСТ Р 53313-2009

Conforme

REBT s/RD 842/2002; EN 50085-1:1997

RICT s/RD 346/2011

Declaración de conformidad





Espacios de trabajo: oficina

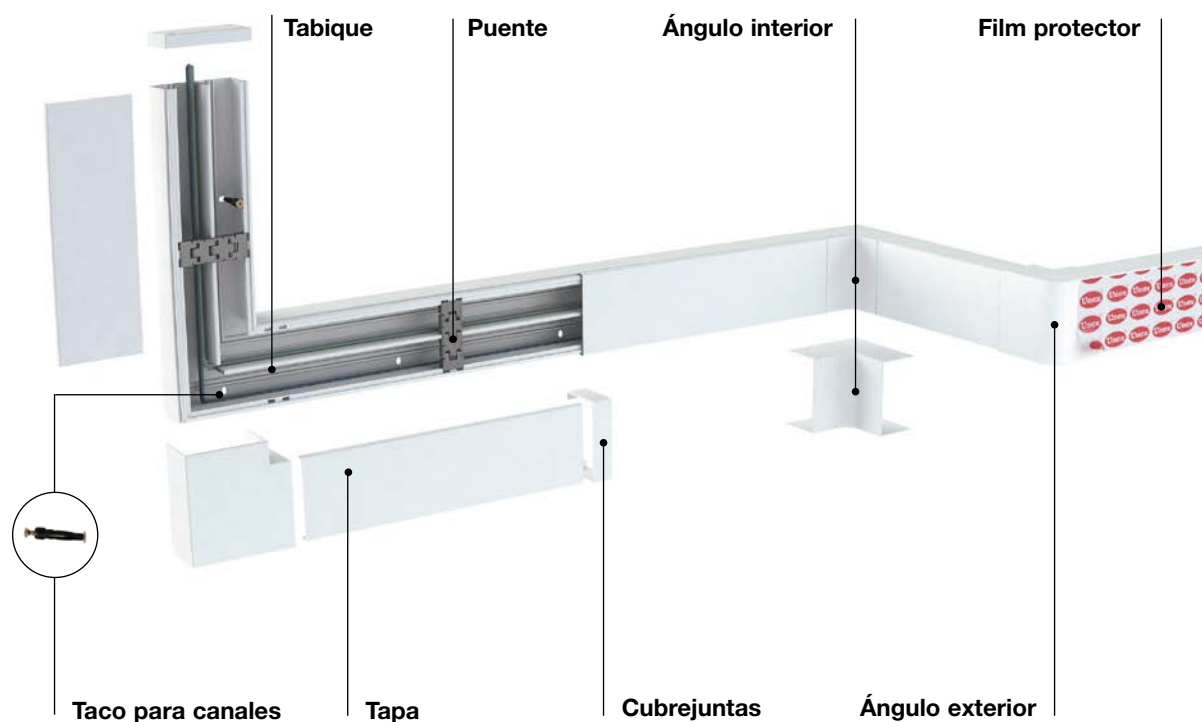


Instalaciones recreativas y culturales: teatro



Socio-sanitaria: sala de rehabilitación

Facilidad de instalación



Elementos de acabado en doble pieza

Las piezas interiores permiten la medición evidente de la tapa y retienen los cables.

Las piezas exteriores cubren las imprecisiones de los cortes de la tapa y de la base. No es necesario deslizar la tapa para su montaje.



Excelente retención de la tapa: apertura con útil

Retiene los cables. Permite el acceso independiente a cada circuito.



Dimensiones canales (mm)		40x60	40x90	60x110	60x150
	Blanco RAL 9010 (ref. 73xxx-42)				
	Número máximo de compartimentos	2	2	4	4
	Canal 3 m Se incluye un puente para cada 0,5 m.	73071-42	73072-42	73083-42	73085-42

Elementos funcionales en **U43X**

	Tabique separador 3 m	73820-40	73830-40
--	---------------------------------	-----------------	-----------------

Elementos de acabado en **U42X**














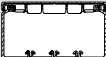







	Ángulo plano	73221-42	73222-42	73233-42	73235-42
	Ángulo exterior	73271-42	73272-42	73283-42	73285-42
	Ángulo interior	73321-42	73322-42	73333-42	73335-42
	Tapa final	73371-42	73372-42	73383-42	73385-42
	Cubrejuntas	73521-42	73522-42	73533-42	73535-42
	Derivación T Para derivar con canales de la misma altura.	73421-42	73422-42	73433-42	73435-42

Elementos de fijación en **U63X**

	Taco para canales Usar broca Ø6 mm.	25106
--	---	--------------

Continúa en la página siguiente ➔

Adaptación de mecanismos

		Marcos	+	Placas para mecanismos				Cajas	
Canales 73			+	 60 mm Universal (1)	 45x45 mm Simon* 27	 45x45 mm Mosaic*, Simon Connect* K45 y compatibles (2)	 Caja 1 mecanismo (3)	 Caja continua Se incluye un separador ref. 73713-4 (4)	
73072-42 	40x90	73642-42	+	 73651-42  73652-42	 73660-42  73661-42	 73656-42  73657-42			
73083-42 	60x110	73643-42	+	 73653-42	 73662-42	 73658-42	73710-40	73712-40	
73085-42 	60x150	73645-42	+	 73669-42	 73670-42	 73669-42			

(1) UNE 20-315-88 y UNE 20-378-75 para empotrar.

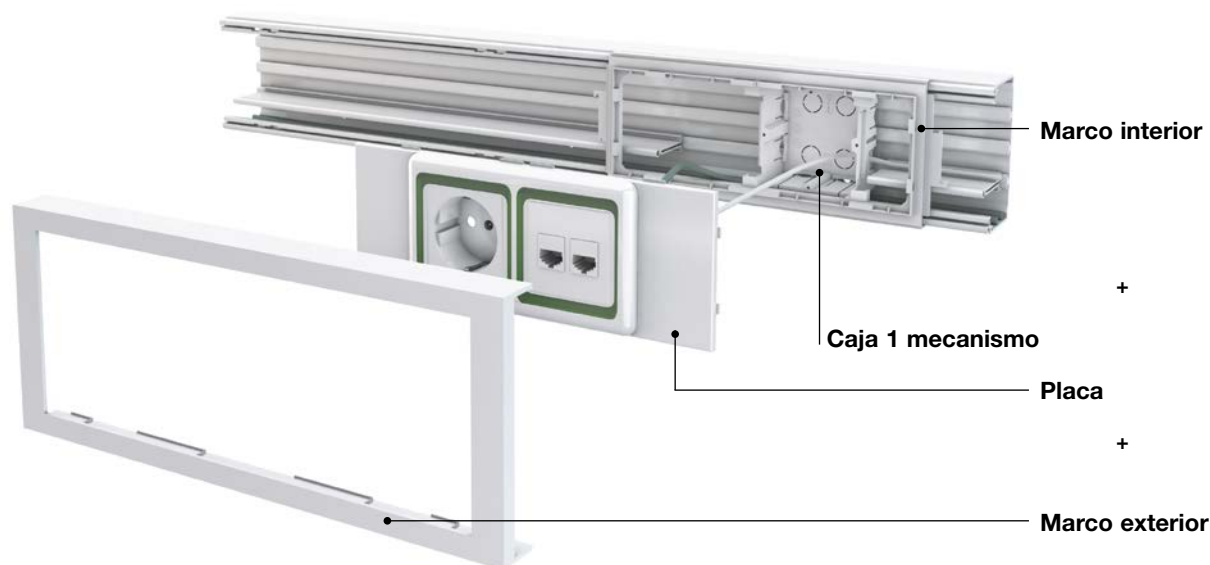
(2) La mayor parte de los mecanismos de la serie K son compatibles con esta placa. No obstante, existen algunas referencias (por ejemplo KB076, KB76, K130A, 2u. KA76, 2u. K302 + K115, etc) que sólo se pueden montar en la placa ref. 73669-42 en la zona central, colocando tapas ciegas en los laterales.

(3) La utilización de la caja es obligatoria para asegurar la separación de circuitos.

(4) La ref. 73713-4 no se suministra individualmente.

* Estas marcas pertenecen a terceros; no tienen ninguna relación con Unex aparellaje eléctrico, S.L.

Facilidad de montaje





Continúa en la página siguiente

Secciones útiles (mm²)

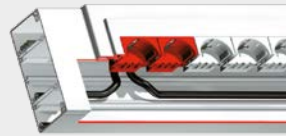






	Dimensiones (mm)	40x60	40x90	60x110	60x150
Referencias	Blanco RAL 9010	73071-42	73072-42	73083-42	73085-42



Distribución

Sin tabique		 1530	 2315	 4780	 6540
Con tabique		 705 705	 1100 1100	 1160 855 855 1160	 1595 1305 1305 1595

Adaptación de mecanismos

Con marco y placa, sin caja			 895 895	 1160 680 680 1160	 1595 1090 1090 1595
Con marco, placa y caja				 1015 345 345 1015	 1595 615 615 1595

COPYRIGHT: Todas las marcas, nombres comerciales o signos distintivos de cualquier clase que aparecen en el Portal son propiedad de UNEX APARELLAJE ELÉCTRICO, S.L. o de terceros, sin que pueda entenderse que el uso o acceso al Portal y/o a los Servicios atribuya al Usuario derecho alguno sobre las citadas marcas, nombres comerciales y/o signos distintivos.

Asimismo, los Contenidos son propiedad intelectual de UNEX APARELLAJE ELÉCTRICO, S.L. o de terceros, sin que puedan entenderse cedidos al Usuario, en virtud de lo establecido en este Aviso Legal, ninguno de los derechos de explotación que existen o puedan existir sobre dichos Contenidos más allá de lo estrictamente necesario para el correcto uso del Portal y de los Servicios.



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

TRABAJO FIN DE MÁSTER

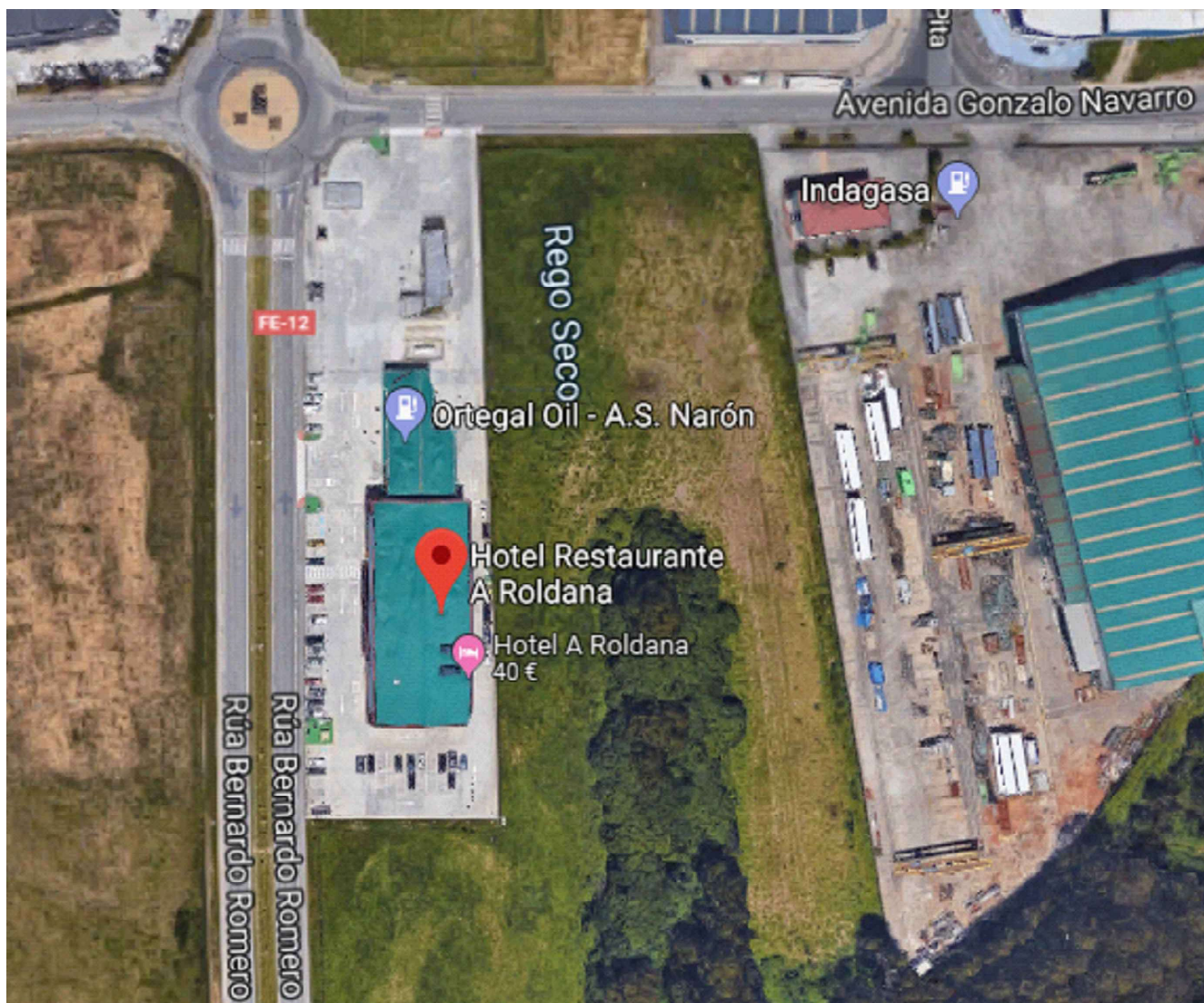
CURSO 2018/19

*ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN DE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE UN HOTEL*

Máster en Ingeniería Industrial

Documento III

PLANOS



Dirección: Rúa Bernardo Romero, parcela 3, 15578 Narón, A Coruña.

Coordenadas geográficas: 43.531° Norte, 8.195° Oeste

Altitud: 24 msnm

UNIVERSIDADE DA CORUÑA

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

PROYECTO:

ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN UN HOTEL

TÍTULO DE PLANO:

UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

FIRMA:

ESCALA:

S/E

FECHA:

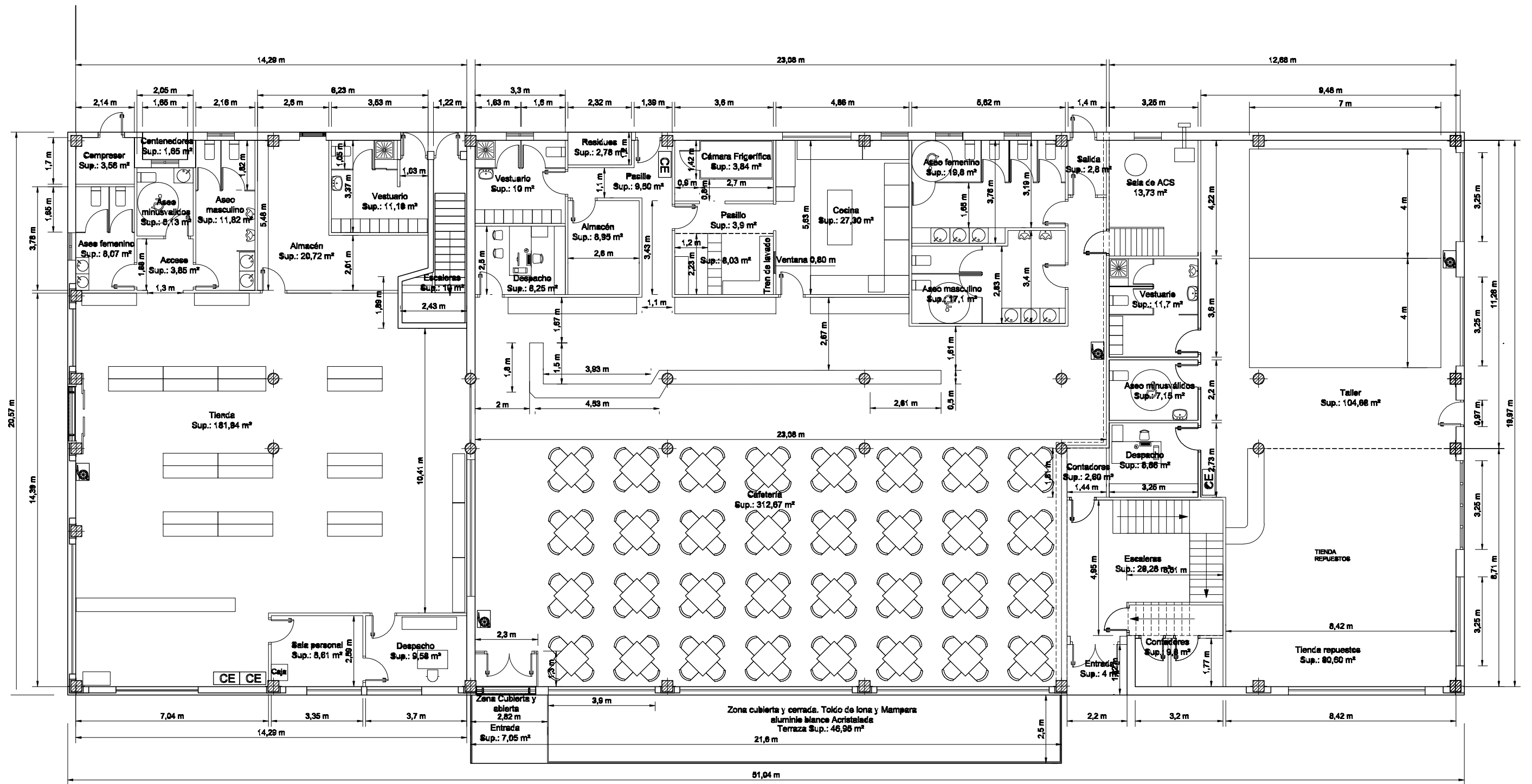
SEPTIEMBRE 2019

AUTOR:

RUBEN FERRADÁS CASTELO

Nº DE PLANO:

1/4



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

PROYECTO: ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE UN HOTEL

TÍTULO DE PLANO: PLANTA DE PLANTA BAJA

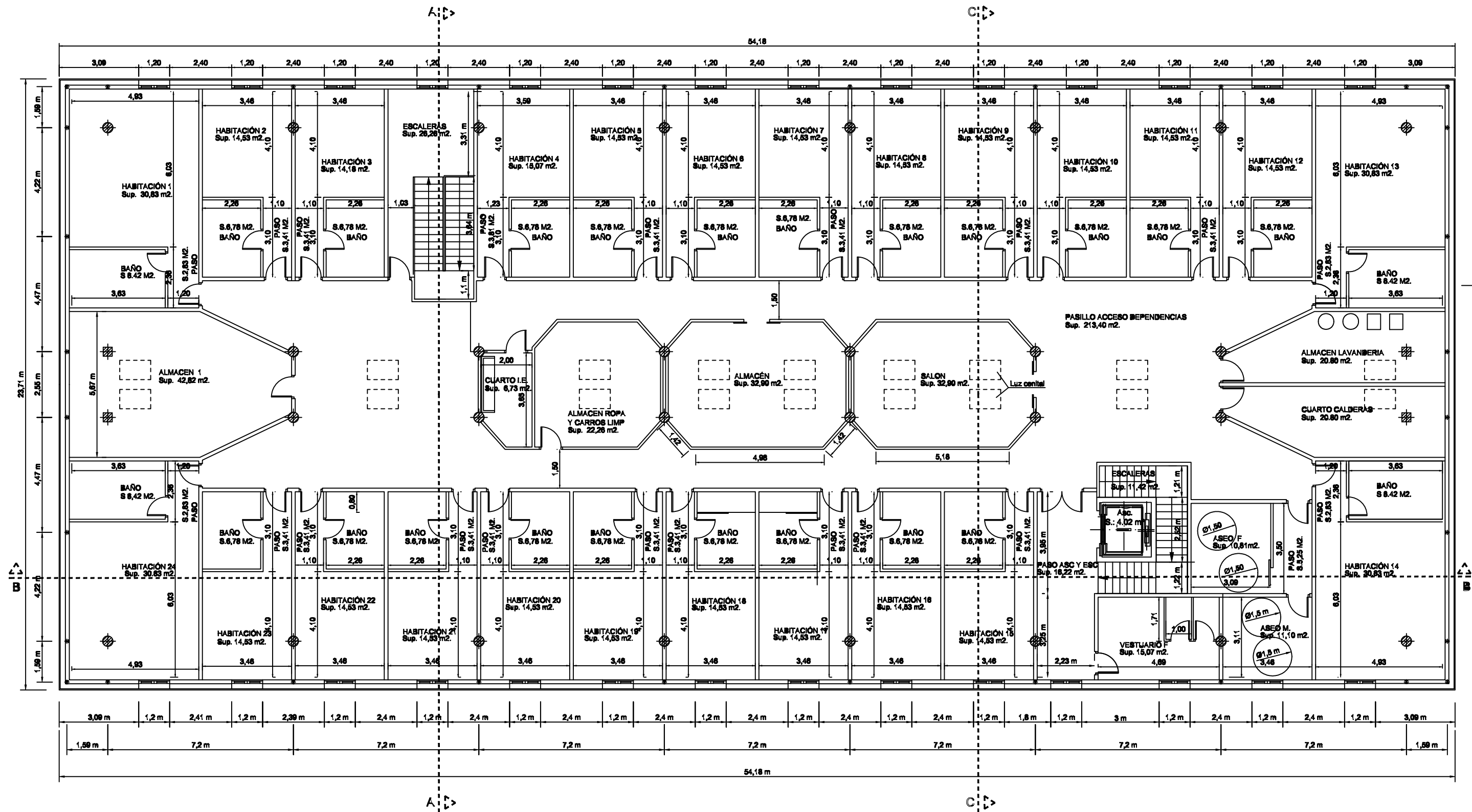
AUTOR: RUBEN FERRADÁS CASTELO

FIRMA:

ESCALA: 1:150

FECHA: SEPTIEMBRE 2019

Nº DE PLANO: 2/4



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

PROYECTO: ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE UN HOTEL

TÍTULO DE PLANO: PLANTA DE PLANTA PRIMERA

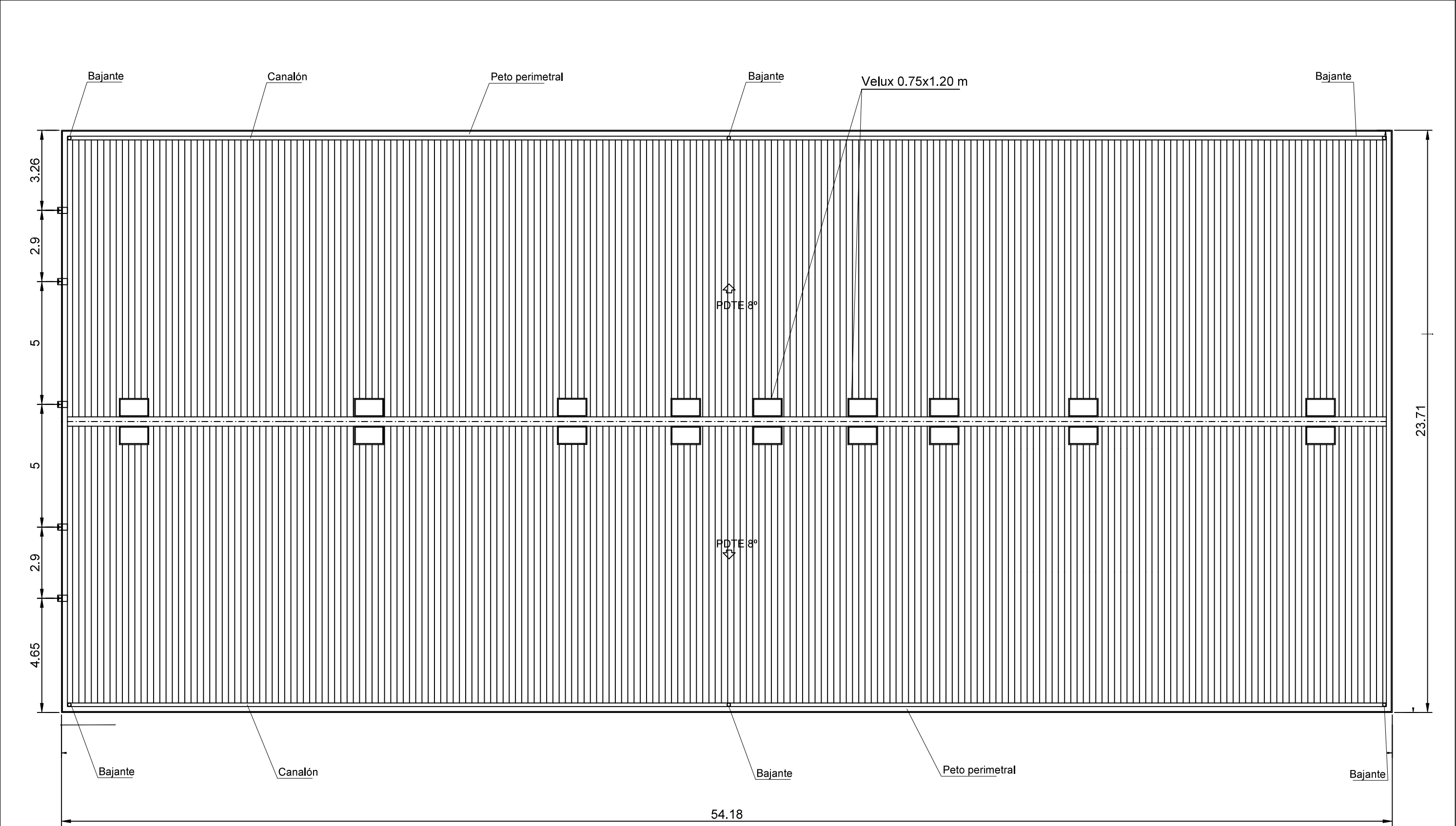
AUTOR: RUBEN FERRADÁS CASTELO

FIRMA:

ESCALA: 1:150

FECHA: SEPTIEMBRE 2019

Nº DE PLANO: 3/4



UNIVERSIDADE DA CORUÑA			
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR			
PROYECTO: ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE UN HOTEL			
TÍTULO DE PLANO: PLANTA DE CUBIERTA		FIRMA:	ESCALA: 1:150
AUTOR: RUBEN FERRADÁS CASTELO			FECHA: SEPTIEMBRE 2019
			Nº DE PLANO: 4/4



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

**TRABAJO FIN DE MÁSTER
CURSO 2018/19**

*ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN DE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE UN HOTEL*

Máster en Ingeniería Industrial

Documento IV

PLIEGO DE CONDICIONES

1 OBJETO

Mediante este documento se pretende definir las características mínimas que deberá cumplir la instalación para, además de servir como guía a la empresa instaladora, que se garantice que la instalación cuente con la mayor calidad posible. El ámbito de aplicación del Pliego de Condiciones tendrá como objeto la instalación y los sistemas eléctricos y electrónicos.

En determinadas situaciones se podrán llevar a cabo diferentes soluciones mencionadas en el presente Pliego de Condiciones, por la propia naturaleza de cada situación, siempre que sea de manera justificada la necesidad y nunca disminuyendo las exigencias mínimas de calidad requeridas. Además, este Pliego de Condiciones está vinculado a las líneas de ayuda para la promoción de la energía solar en el ámbito del plan de energías renovables y se garantizará lo siguiente:

- Asegurar la continuidad del suministro.
- Contar con una instalación segura para los usuarios
- Asegurar calidad y durabilidad de la instalación.
- Cumplir la normativa vigente en el ámbito de instalaciones fotovoltaicas.

2 NORMATIVA APLICABLE

La normativa y leyes en las cuales se ha basado este proyecto, y mediante las cuales se han definido las características y calidad de los elementos de la instalación, han sido las siguientes:

- Ley 54/1997 del Sector Eléctrico
- R.D. 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
- R.D. 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Respecto a la Seguridad y Salud llevada a cabo en el desarrollo de la obra, se tendrán en cuenta la siguiente normativa:

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de la Jefatura del Estado, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 54/2003, de 12 de Diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, sobre la señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de Abril, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de Abril, abril, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales sobre Manipulación de Cargas
- Real Decreto 773/1997, de 30 de Mayo, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales sobre utilización de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de Enero, para el reglamento de los servicios de prevención
- Real Decreto 1251/1997, de 18 de Julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de Octubre, del Ministerio de la Presidencia por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción
- Estatuto de los Trabajadores (Ley 8/1.980, Ley 23/1.984, Ley 11/1.994)
- Real Decreto 665/1997, de 12 de mayo, del Ministerio de la Presidencia, para la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, sobre la utilización de equipos de trabajo
- Real Decreto 1407/1992, de 20 de noviembre, del Ministerio de Relaciones con la Cortes y de la Secretaría del Gobierno, por el que se regulan las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual.
- Orden TAS/2947/2007, de 8 de octubre, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, por la que se establece el suministro a las empresas de botiquines con material de primeros auxilios en caso de accidente de trabajo, como parte de la acción protectora del sistema de la Seguridad Social
- DB-HS Salubridad. Código Técnico de la Edificación (CTE). Documento Básico HS. Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, del Ministerio de Vivienda.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Complementarias (ITC) BT 01 a BT 51. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología.

- Instrucción 8.3-IC Señalización de obras. Orden de 31 de agosto de 1987, del Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo.

3 RESPONSABILIDADES

Durante la ejecución de la obra, el responsable de la instalación será la persona designada por la empresa instaladora. No tendrá derecho a la indemnización por el mayor precio que pudieran costar los materiales, ni por fallo en el presupuesto presentado al cliente.

El Coordinador de Seguridad y Salud designado por la empresa encargada de la instalación, será responsable directo de todos los accidentes que puedan surgir durante la ejecución de la obra, ya que su función principal es que se cumplan las normas de Seguridad y Salud presentes en el documento “Estudio Básico de Seguridad y Salud”.

4 EJECUCIÓN DE LA OBRA

La ubicación de la instalación se deberá ubicar en el espacio previamente designado y sobre el cual se ha dimensionado. Será deber el director de la obra, el indicar las debidas posiciones en las que se ejecutará la obra en presencia del encargado de la empresa instaladora. Los materiales previamente reflejados en el presupuesto deberán ser suministrados por la contrata, es decir, la empresa contratada para la debida ejecución de la obra con la cual se firmará un contrato donde se refleje que se emplearán materiales de primera calidad.

Si existiera cualquier contradicción, así como alguna omisión de los documentos, será obligación de la contrata manifestarlo al director de obra para así tomar las decisiones necesarias. Bajo ningún concepto se sustituirá el material indicado, así como la falta del mismo, sin notificarse previamente.

4.1 Orden de ejecución de la instalación

Durante la ejecución de la instalación, se deberán instalar los elementos que la componen en el siguiente orden:

1. Colocación de los soportes de los módulos.
2. Instalación de los módulos sobre los soportes.
3. Instalación del inversor en el cuarto eléctrico.
4. Instalación y colocación del cableado y protecciones, así como su conexionado y las respectivas canalizaciones.
5. Puesta a tierra de la instalación.

4.2 Comienzo y duración de la ejecución de la instalación

El inicio de la obra, así como la duración de la misma, será establecido mediante un acuerdo entre la empresa que realizará la instalación y el propietario. Si estos plazos no se cumplieran, tanto el de inicio como la ejecución, se deberá dotar al propietario con la indemnización correspondiente.

4.3 Defectos de la instalación

Cuando se identifique cualquier elemento o cosa determinada que no cumpla con las especificaciones del proyecto, deberá ser notificado cuanto antes al director de obra para que así, se puedan tomar las medidas necesarias para poder llevar a cabo todo lo previamente previsto. Si fuera necesario, se podría buscar una solución mediante una posible sustitución del material, o por otro lado, mediante algún acuerdo económico. Esto podría suponer una ampliación de entrega provisional si fuera necesario.

4.4 Aceptación de la instalación

Tras la finalización de la obra, se deberá verificar el correcto funcionamiento de toda la instalación mediante una serie de pruebas técnicas, así como comprobar que se hayan cumplido todas las condiciones de seguridad y salud destinadas a evitar los peligros o posibles accidentes de los usuarios. Entre las pruebas a realizar, se encuentran las siguientes:

- Puesta en marcha y funcionamiento, en donde se deberá comprobar el correcto funcionamiento durante 240 horas seguidas sin que se produzca ninguna posible interrupción.
- Realizar las pruebas necesarias en las medidas de seguridad y las protecciones del sistema.

Por otra parte, una vez finalizada la obra, la empresa instaladora deberá entregar al propietario un comprobante donde se refleje el abastecimiento de todos los elementos y

componentes, junto con los manuales de uso y mantenimiento de los mismos, los cuales deben de estar en español. Además, con la finalización de la obra, la empresa dejará todo en buen estado, realizando todas las tareas necesarias de limpieza o retirada del material sobrante.

4.5 Preservación de la instalación

Durante la ejecución de la obra, la empresa contratada tendrá la responsabilidad de mantener todos los elementos en correcto estado hasta la fecha de aceptación de la instalación, reponiendo o sustituyendo bajo su responsabilidad cualquier daño provocado por algunos de los trabajadores si se diera el caso.

4.6 Medios auxiliares

Será la empresa contratada la encargada de suministrar todos materiales y medios auxiliares que hicieran falta durante la ejecución de la obra. Entre estos se encuentran los andamios, camiones, grúas, herramienta, etc. La provisión de estos elementos no modificará el presupuesto acordado antes del inicio de la obra.

4.7 Libro de órdenes

En este libro se reflejarán todos los imprevistos, así como los posibles accidentes ocurridos durante la ejecución de la obra. Además, también se reflejarán todas las penalizaciones de los trabajadores que hayan incumplido cualquier aspecto en el ámbito de la seguridad y salud.

5 MODIFICACIÓN DEL PROYECTO

Si fuera necesaria realizar alguna modificación para poder ejecutar la obra cumpliendo los requisitos impuestos, será la empresa contratada la encargada de realizar dichas modificaciones sobre el proyecto inicial. Estas, no podrán suponer un incremento superior al 15% sobre el presupuesto original, por lo que se deberá realizar una comparativa una vez propuesta la modificación.

6 DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

6.1 Diseño del generador fotovoltaico

Todos los módulos fotovoltaicos de la instalación deberán ser del mismo modelo o, si no se diera el caso, garantizar una compatibilidad tal que no pueda darse cualquier efecto negativo en la instalación. En cualquier caso excepcional, se deberá aportar la documentación que verifique que el módulo cumple con las especificaciones y normativas pertinentes, para poder ser aprobado su uso.

Además las posibles pérdidas de radiación solar ocasionadas por posibles sombras proyectadas entre los módulos debidas a su orientación e inclinación, nunca podrán ser mayores al 10% para esta instalación.

Como se ha estudiado, en esta instalación, de tipo general, no se reflejan pérdidas de estas características, pero si se diera el caso especial en el que no se cumpliera lo expuesto, habría que evaluar las reducciones energéticas producidas debiéndose incluir en la memoria.

7 ESPECIFICACIONES DE LOS ELEMENTOS

7.1 Generalidades

Como norma general, el grado de aislamiento deberá ser de clase I para todos los equipos de la instalación, como módulos e inversores o a los materiales como conductores, cajas y armarios de protección. Por otro lado, lo que se refiere al cableado de CC, deberá poseer doble aislamiento de clase II y un grado de protección mayor o igual de IP65.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Además, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en español.

7.2 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNEEN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulado.
- La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

7.3 Soporte de los módulos fotovoltaicos

En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustarán a las exigencias vigentes en materia de edificación.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana como integrados sobre tejado. Se incluirán todos los accesorios y apoyos y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

7.4 Inversores

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
- Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

7.5 Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

7.6 Conexión a red

Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

7.7 Medidas

Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

7.8 Protecciones y puesta a tierra

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Vm y 0,85 Vm respectivamente) serán para cada fase.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

8 GARANTÍAS

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

8.1 Plazos

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

Si hubiera que interrumpirse el suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

8.2 Condiciones económicas

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, con una previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

8.3 Anulación de la garantía

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

8.4 Lugar y tiempo de la prestación

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará al fabricante.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

Ferrol, Septiembre de 2019

Fdo: Ruben Ferradás Castelo



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

TRABAJO FIN DE MÁSTER

CURSO 2018/19

*ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN DE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE UN HOTEL*

Máster en Ingeniería Industrial

Documento V

MEDICIONES

ÍNDICE

1 Objeto	3
2 Mediciones.....	4
2.1 Instalación con módulos SunPower	4
2.2 Instalación con módulos Panasonic	5
2.3 Instalación con módulos Atersa	6
2.4 Instalación con módulos Jinko	7

1 OBJETO

Este documento es el paso previo a la realización del presupuesto, el objeto del mismo es reflejar las unidades de obra de cada elemento que conforma cada una de las cuatro instalaciones, junto a la cantidad de los mismos que serán necesarios.

Para ello fue primero necesario hacer el dimensionamiento de la instalación, el cual se encuentra detallado en el Anexo I.

2 MEDICIONES

2.1 Instalación con módulos SunPower

	Unidad	Cantidad
Módulos		
SunPower SPR X21-345	Ud	100
Soportes		
CVE915 x5 paneles	Ud	4
CVE915 x6 paneles	Ud	12
CVE915 x8 paneles	Ud	1
Inversores		
STP 15000TL-30	Ud	2
STP3.0-3AV-40	Ud	1
Cableado		
Cable solar unipolar 1 x 4 mm ²	m	33
Cable solar unipolar 1x6 mm ²	m	188
Cable solar unipolar 1x10 mm ²	m	222
Cable solar unipolar 1x16 mm ²	m	80
Cable eléctrico muticonductor 5G2,5 mm ²	m	5
Cable eléctrico muticonductor 5G10 mm ²	m	10
Canalizaciones		
Canal U43X 40x90	m	3
Ángulo exterior U42X 40x90	Ud	2
Canal U43X 40x60	m	3
Derivación en T U42X 40x60	Ud	2
Ángulo plano U42X 40x60	Ud	2
Protecciones		
Fusible cilíndrico 25 A	Ud	2
Fusible cilíndrico 40 A	Ud	8
Fusible cilíndrico 50 A	Ud	6
Fusible cilíndrico 80 A	Ud	2
Magnetotérmico 16 A	Ud	1
Magnetotérmico 40 A	Ud	2
Armario de distribución	Ud	2
Puesta a tierra		
Puesta a tierra	Ud	1
Contador		
Medidor Trifásico Bidireccional	Ud	1

2.2 Instalación con módulos Panasonic

	Unidad	Cantidad
Módulos		
Panasonic VBHN325SJ47	Ud	106
Soportes		
CVE915 x5 paneles	Ud	5
CVE915 x6 paneles	Ud	9
CVE915 x9 paneles	Ud	3
Inversores		
STP 15000TL-30	Ud	2
STP3.0-3AV-40	Ud	1
Cableado		
Cable solar unipolar 1 x 4 mm ²	m	33
Cable solar unipolar 1x6 mm ²	m	187
Cable solar unipolar 1x10 mm ²	m	378
Cable eléctrico muticonductor 5G2,5 mm ²	m	5
Cable eléctrico muticonductor 5G10 mm ²	m	10
Canalizaciones		
Canal U43X 40x90	m	3
Ángulo exterior U42X 40x90	Ud	2
Canal U43X 40x60	m	3
Derivación en T U42X 40x60	Ud	2
Ángulo plano U42X 40x60	Ud	2
Protecciones		
Fusible cilíndrico 25 A	Ud	2
Fusible cilíndrico 40 A	Ud	8
Fusible cilíndrico 50 A	Ud	10
Magnetotérmico 16 A	Ud	1
Magnetotérmico 40 A	Ud	2
Armario de distribución	Ud	2
Puesta a tierra		
Puesta a tierra	Ud	1
Contador		
Medidor Trifásico Bidireccional	Ud	1

2.3 Instalación con módulos Atersa

		Unidad	Cantidad
Módulos			
	Atersa A-265P	Ud	130
Soportes			
	CVE915 x5 paneles	Ud	5
	CVE915 x10 paneles	Ud	5
	CVE915 x11 paneles	Ud	5
Inversores			
	STP 25000TL-30	Ud	1
	STP6.0-3AV-40	Ud	1
Cableado			
	Cable solar unipolar 1x10 mm ²	m	89
	Cable solar unipolar 1x16 mm ²	m	325
	Cable solar unipolar 1 x 35 mm ²	m	48
	Cable eléctrico muticonductor 5G10 mm ²	m	10
Canalizaciones			
	Canal U43X 40x90	m	3
	Ángulo exterior U42X 40x90	Ud	2
	Canal U43X 40x60	m	3
	Derivación en T U42X 40x60	Ud	1
	Ángulo plano U42X 40x60	Ud	2
Protecciones			
	Fusible cilíndrico 50 A	Ud	4
	Fusible cilíndrico 80 A	Ud	8
	Fusible cilíndrico 125 A	Ud	2
	Magnetotérmico 40 A	Ud	2
	Armario de distribución	Ud	2
Puesta a tierra			
	Puesta a tierra	Ud	1
Contador			
	Medidor Trifásico Bidireccional	Ud	1

2.4 Instalación con módulos Jinko

		Unidad	Cantidad
Módulos			
	<i>Jinko JKM270PP-60</i>	Ud	132
Soportes			
	<i>CVE915 x6 paneles</i>	Ud	2
	<i>CVE915 x10 paneles</i>	Ud	12
Inversores			
	<i>STP 15000TL-30</i>	Ud	2
	<i>STP3.0-3AV-40</i>	Ud	1
Cableado			
	<i>Cable solar unipolar 1x10 mm²</i>	m	187
	<i>Cable solar unipolar 1x16 mm²</i>	m	188
	<i>Cable eléctrico muticonductor 5G2,5 mm²</i>	m	5
	<i>Cable eléctrico muticonductor 5G10 mm²</i>	m	10
Canalizaciones			
	<i>Canal U43X 40x90</i>	m	3
	<i>Ángulo exterior U42X 40x90</i>	Ud	2
	<i>Canal U43X 40x60</i>	m	3
	<i>Derivación en T U42X 40x60</i>	Ud	2
	<i>Ángulo plano U42X 40x60</i>	Ud	2
Protecciones			
	<i>Fusible cilíndrico 50 A</i>	Ud	6
	<i>Fusible cilíndrico 80 A</i>	Ud	8
	<i>Magnetotérmico 16 A</i>	Ud	1
	<i>Magnetotérmico 40 A</i>	Ud	2
	<i>Armario de distribución</i>	Ud	2
Puesta a tierra			
	<i>Puesta a tierra</i>	Ud	1
Contador			
	<i>Medidor Trifásico Bidireccional</i>	Ud	1

Ferrol, Septiembre de 2019

Fdo: Ruben Ferradás Castelo



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

TRABAJO FIN DE MÁSTER

CURSO 2018/19

*ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN DE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE UN HOTEL*

Máster en Ingeniería Industrial

Documento VI

PRESUPUESTO

ÍNDICE

1 Objeto	3
2 Precios	4
2.1 Módulos	4
2.2 Soportes	6
2.3 Inversores	9
2.4 Cableado	12
2.5 Canalizaciones	18
2.6 Protecciones	21
2.7 Puesta a tierra	25
2.8 Contador	26
3 Presupuesto	27
3.1 Instalación con módulos SunPower SPR X21-345	27
3.2 Instalación con módulos Panasonic VBHN325SJ47	29
3.3 Instalación con módulos Atersa A-265P	31
3.4 Instalación con módulos Jinko JKM270PP-60	32

1 OBJETO

El objeto de este documento será realizar y justificar el presupuesto de este proyecto. Para ello se echará mano del Documento V. Mediciones, en el que se muestran cada uno de los elementos que se necesitarán para la puesta en marcha de la instalación, y cuya justificación se encuentra en el Anexo I donde se llevó a cabo el dimensionamiento de la instalación. Posteriormente se definirán los precios de estos elementos teniendo en cuenta el coste asociado de la mano de obra para su colocación e instalación, para ello se echará mano del Generador de Precios de la Construcción CYPE Ingenieros, además para ciertos elementos, en los que conocer la marca y modelo concreto es fundamental, se recurre a tiendas que comercien estos productos para conocer su precio de mercado.

Finalmente con esta información se elaborará un presupuesto detallado por capítulos para cada instalación, para concluir definiendo sus importes de ejecución material, de ejecución y de contrata.

2 PRECIOS

Una vez conocidos los materiales necesarios para poner en marcha la instalación, será necesario conocer los precios de estos, junto con la mano de obra que se necesitará para su instalación, con el fin de elaborar el presupuesto. Para ello se ha recurrido a la herramienta online de generación de precios de la construcción CYPE Ingenieros, que además de ofrecer el precio del elemento o elementos a instalar, nos da el coste de mano de obra asociado, el cual resulta de gran ayuda. Cabe decir, que como este generador de precios no cuenta en su base de datos con todos los elementos de manera concreta, es decir, marca y modelo, para los elementos más relevantes y de mayor influencia en el presupuesto, como son los soportes de los módulos fotovoltaicos, los inversores, el cableado y el contador bidireccional se toman los precios ofrecidos por la tienda online especializada en elementos de energía solar Merkasol. Por su parte el precio de los módulos fotovoltaicos se toma de la web de la Organización de Consumidores y Usuarios.

A continuación se muestran los precios unitarios de los materiales, mano de obra y costes directos complementarios de cada elemento reflejado en el apartado de mediciones.

2.1 Módulos

SunPower SPR X21-345					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Módulo solar fotovoltaico SUNPOWER SPR X21-345 de células de silicio monocristalino, potencia nominal 345 W, 96 células, dimensiones 1558x1046x46 mm, carga mecánica máxima permitida de 5400 Pa, peso 18,6 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores.	1,000	441,65 €	441,65 €
			Subtotal materiales:		441,65 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	0,371	18,13 €	6,73 €
	h	Ayudante instalador de captadores solares.	0,371	16,40 €	6,08 €
			Subtotal mano de obra:		12,81 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	454,46 €	9,09 €
Costes directos (1+2+3):			463,55 €		

Panasonic VBHN325SJ47					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Módulo solar fotovoltaico PANASONIC VBHN325SJ47 de células de silicio monocristalino, potencia nominal 325 W, 96 células, dimensiones 1590x1053x35 mm, carga mcánica máxima permitida de 5400 Pa, peso 18,5 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores.	1,000	275,88 €	275,88 €
			Subtotal materiales:		275,88 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	0,371	18,13 €	6,73 €
	h	Ayudante instalador de captadores solares.	0,371	16,40 €	6,08 €
			Subtotal mano de obra:		12,81 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	288,69 €	5,77 €
Costes directos (1+2+3):			294,46 €		

Atersa A-265P					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Módulo solar fotovoltaico ATERSA A-265P de células de silicio policristalino, potencia nominal 265 W, 60 células, dimensiones 1640x990x42 mm, carga mcánica máxima permitida de 5400 Pa, peso 18,5 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores.	1,000	192,39 €	192,39 €
			Subtotal materiales:		192,39 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	0,371	18,13 €	6,73 €
	h	Ayudante instalador de captadores solares.	0,371	16,40 €	6,08 €
			Subtotal mano de obra:		12,81 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	205,20 €	4,10 €
Costes directos (1+2+3):			209,30 €		

Jinko JKM270PP-60					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Módulo solar fotovoltaico JINKO JKM270PP-60 de células de silicio policristalino, potencia nominal 270 W, 60 células, dimensiones 1650x992x40 mm, carga mecánica máxima permitida de 5400 Pa, peso 19 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores.	1,000	193,72 €	193,72 €
			Subtotal materiales:		193,72 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	0,371	18,13 €	6,73 €
	h	Ayudante instalador de captadores solares.	0,371	16,40 €	6,08 €
			Subtotal mano de obra:		12,81 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	206,53 €	4,13 €
Costes directos (1+2+3):			210,66 €		

2.2 Soportes

CVE915 x5 paneles					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Soporte módulos fotovoltaicos SUNFER ENERGY STRUCTURES, modelo CVE-915, capacidad para 5 módulos FV, perfilaría de aluminio EN AW 600 5.T6, con tornillería y piezas de agarre en acero inoxidable.	1,000	217,80 €	217,80 €
		1	Subtotal materiales:		217,80 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	0,288	18,13 €	5,23 €
	h	Ayudante instalador de captadores solares.	0,288	16,40 €	4,73 €
			Subtotal mano de obra:		9,96 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	227,76 €	4,56 €
Costes directos (1+2+3):			232,32 €		

CVE915 x6 paneles					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Material			
	Ud	Soporte módulos fotovoltaicos SUNFER ENERGY STRUCTURES, modelo CVE-915, capacidad para 6 módulos FV, perfilera de aluminio EN AW 600 5.T6, con tornillería y piezas de agarre en acero inoxidable.	1,000	249,74 €	249,74 €
		1	Subtotal materiales:		249,74 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	0,331	18,13 €	6,00 €
	h	Ayudante instalador de captadores solares.	0,331	16,40 €	5,42 €
			Subtotal mano de obra:		11,42 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	261,16 €	5,22 €
Costes directos (1+2+3):			266,39 €		

CVE915 x8 paneles					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Material			
	Ud	Soporte módulos fotovoltaicos SUNFER ENERGY STRUCTURES, modelo CVE-915, capacidad para 8 módulos FV, perfilera de aluminio EN AW 600 5.T6, con tornillería y piezas de agarre en acero inoxidable.	1,000	314,60 €	314,60 €
		1	Subtotal materiales:		314,60 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	0,417	18,13 €	7,55 €
	h	Ayudante instalador de captadores solares.	0,417	16,40 €	6,83 €
			Subtotal mano de obra:		14,39 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	328,99 €	6,58 €
Costes directos (1+2+3):			335,57 €		

CVE915 x9 paneles					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Soporte módulos fotovoltaicos SUNFER ENERGY STRUCTURES, modelo CVE-915, capacidad para 9 módulos FV, perfilera de aluminio EN AW 600 5.T6, con tornillería y piezas de agarre en acero inoxidable.	1,000	359,13 €	359,13 €
		1	Subtotal materiales:		359,13 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	0,476	18,13 €	8,62 €
	h	Ayudante instalador de captadores solares.	0,476	16,40 €	7,80 €
			Subtotal mano de obra:		16,42 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	375,55 €	7,51 €
Costes directos (1+2+3):			383,07 €		

CVE915 x10 paneles					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Soporte módulos fotovoltaicos SUNFER ENERGY STRUCTURES, modelo CVE-915, capacidad para 10 módulos FV, perfilera de aluminio EN AW 600 5.T6, con tornillería y piezas de agarre en acero inoxidable.	1,000	379,46 €	379,46 €
		1	Subtotal materiales:		379,46 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	0,503	18,13 €	9,11 €
	h	Ayudante instalador de captadores solares.	0,503	16,40 €	8,24 €
			Subtotal mano de obra:		17,35 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	396,81 €	7,94 €
Costes directos (1+2+3):			404,75 €		

CVE915 x11 paneles					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Material			
	Ud	Soporte módulos fotovoltaicos SUNFER ENERGY STRUCTURES, modelo CVE-915, capacidad para 11 módulos FV, perfilera de aluminio EN AW 600 5.T6, con tornillería y piezas de agarre en acero inoxidable.	1,000	421,08 €	421,08 €
		1	Subtotal materiales:		421,08 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	0,558	18,13 €	10,11 €
	h	Ayudante instalador de captadores solares.	0,401	16,40 €	6,58 €
			Subtotal mano de obra:		16,69 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	437,77 €	8,76 €
Costes directos (1+2+3):			446,52 €		

2.3 Inversores

STP 15000TL-30					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Material			
	Ud	Inversor central trifásico SMA SUNNY TRIPOWER 15000TL para conexión a red, potencia máxima de entrada 27 kWp, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 15 kW, eficiencia máxima 98,4%, rango de voltaje de entrada de 240 a 800 Vcc, dimensiones 661x682x264 mm, supervisión del inversor y evaluación de datos de rendimiento.	1,000	3.106,68 €	3.106,68 €
			Subtotal materiales:		3.106,68 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,602	19,11 €	11,50 €
	h	Ayudante electricista.	0,602	17,50 €	10,54 €
			Subtotal mano de obra:		22,04 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	3.128,72 €	62,57 €
Costes directos (1+2+3):			3.191,29 €		

STP 25000TL-30					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Inversor central trifásico SMA SUNNY TRIPOWER 25000TL para conexión a red, potencia máxima de entrada 45 kWp, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 25 kW, eficiencia máxima 98,3%, rango de voltaje de entrada de 390 a 800 Vcc, dimensiones 661x682x264 mm, supervisión del inversor y evaluación de datos de rendimiento.	1,000	3.381,95 €	3.381,95 €
			Subtotal materiales:		3.381,95 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,602	19,11 €	11,50 €
	h	Ayudante electricista.	0,602	17,50 €	10,54 €
			Subtotal mano de obra:		22,04 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	3.403,99 €	68,08 €
Costes directos (1+2+3):				€	3.472,07

STP3.0-3AV-40					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Inversor central trifásico SMA SUNNY TRIPOWER 3.0 para conexión a red, potencia máxima de entrada 6 kWp, voltaje de entrada máximo 850 Vcc, potencia nominal de salida 3 kW, eficiencia máxima 98,2%, rango de voltaje de entrada de 140 a 800 Vcc, dimensiones 435x470x176 mm, supervisión del inversor y evaluación de datos de rendimiento.	1,000	1.333,12 €	1.333,12 €
			Subtotal materiales:		1.333,12 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,602	19,11 €	11,50 €
	h	Ayudante electricista.	0,602	17,50 €	10,54 €
			Subtotal mano de obra:		22,04 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	1.355,16 €	27,10 €

Costes directos (1+2+3):	1.382,26 €
---------------------------------	-------------------

STP6.0-3AV-40					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Inversor central trifásico SMA SUNNY TRIPOWER 6.0 para conexión a red, potencia máxima de entrada 9 kWp, voltaje de entrada máximo 850 Vcc, potencia nominal de salida 6 kW, eficiencia máxima 98,2%, rango de voltaje de entrada de 260 a 800 Vcc, dimensiones 435x470x176 mm, supervisión del inversor y evaluación de datos de rendimiento.	1,000	1.710,64 €	1.710,64 €
			Subtotal materiales:		1.710,64 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,602	19,11 €	11,50 €
	h	Ayudante electricista.	0,602	17,50 €	10,54 €
			Subtotal mano de obra:		22,04 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	1.732,68 €	34,65 €
Costes directos (1+2+3):			1.767,33 €		

2.4 Cableado

Cable solar unipolar 1 x 4 mm ²					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Material			
	m	Cable eléctrico unipolar, TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K , tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS),,a1, con conductor de cobre, flexible, de 1x4 mm ² de sección, aislamiento de goma libre de halógenos, cubierta de goma libre de halógenos, , de color rojo o negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	1,000	1,58 €	1,58 €
			Subtotal materiales:		1,58 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,019	19,11 €	0,36 €
	h	Ayudante electricista.	0,019	17,50 €	0,33 €
			Subtotal mano de obra:		0,70 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	2,28 €	0,05 €
Costes directos (1+2+3):			2,32 €		

Cable solar unipolar 1x6 mm²					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Material			
	m	Cable eléctrico unipolar, TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K , tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS),,a1, con conductor de cobre, flexible, de 1x6 mm ² de sección, aislamiento de goma libre de halógenos, cubierta de goma libre de halógenos, , de color rojo o negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	1,000	2,06 €	2,06 €
			Subtotal materiales:		2,06 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,020	19,11 €	0,38 €
	h	Ayudante electricista.	0,020	17,50 €	0,35 €
			Subtotal mano de obra:		0,73 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	2,79 €	0,06 €
Costes directos (1+2+3):			2,85 €		

Cable solar unipolar 1x10 mm²					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Material			
	m	Cable eléctrico unipolar, TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K , tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS),,a1, con conductor de cobre, flexible, de 1x10 mm ² de sección, aislamiento de goma libre de halógenos, cubierta de goma libre de halógenos, , de color rojo o negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	1,000	2,78 €	2,78 €
			Subtotal materiales:		2,78 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,021	19,11 €	0,40 €
	h	Ayudante electricista.	0,021	17,50 €	0,37 €
			Subtotal mano de obra:		0,77 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	3,55 €	0,07 €
Costes directos (1+2+3):			3,62 €		

Cable solar unipolar 1x16 mm ²					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Material			
	m	Cable eléctrico unipolar, TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K , tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS),,a1, con conductor de cobre, flexible, de 1x16 mm ² de sección, aislamiento de goma libre de halógenos, cubierta de goma libre de halógenos, , de color rojo o negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	1,000	3,75 €	3,75 €
			Subtotal materiales:		3,75 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,022	19,11 €	0,42 €
	h	Ayudante electricista.	0,022	17,50 €	0,39 €
			Subtotal mano de obra:		0,81 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	4,56 €	0,09 €
Costes directos (1+2+3):			4,65 €		

Cable solar unipolar 1 x 35 mm ²					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Material			
	m	Cable eléctrico unipolar, TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K , tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS),,a1, con conductor de cobre, flexible, de 1x35 mm ² de sección, aislamiento de goma libre de halógenos, cubierta de goma libre de halógenos, , de color rojo o negro, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	1,000	5,99 €	5,99 €
			Subtotal materiales:		5,99 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,027	19,11 €	0,52 €
	h	Ayudante electricista.	0,027	17,50 €	0,47 €
			Subtotal mano de obra:		0,99 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	6,98 €	0,14 €
Costes directos (1+2+3):			7,12 €		

Cable eléctrico multiconductor 5G2,5 mm²					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Material			
	m	Cable eléctrico multiconductor, TOXFREE ZH RZ1-K (AS) 1000 V, tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre, flexible, de 5G2,5 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), cubierta de poliolefina ignífuga, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	1,000	1,63 €	1,63 €
			Subtotal materiales:		1,63 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,023	19,11 €	0,44 €
	h	Ayudante electricista.	0,023	17,50 €	0,40 €
			Subtotal mano de obra:		0,84 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	2,47 €	0,05 €
Costes directos (1+2+3):			2,52 €		

Cable eléctrico multiconductor 5G10 mm ²					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Material			
	m	Cable eléctrico multiconductor, TOXFREE ZH RZ1-K (AS) 1000 V, tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), con conductores de cobre, flexible, de 5G10 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), cubierta de poliolefina ignífuga, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4.	1,000	5,71 €	5,71 €
			Subtotal materiales:		5,71 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,032	19,11 €	0,61 €
	h	Ayudante electricista.	0,032	17,50 €	0,56 €
			Subtotal mano de obra:		1,17 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	6,88 €	0,14 €
Costes directos (1+2+3):			7,02 €		

2.5 Canalizaciones

Canal U43X 40x60					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Material			
	m	Canal protectora de U41X/U43X libre de halógenos, color blanco RAL 9010, código de pedido 73071-42, serie 73 "UNEX", de 40x60 mm, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama, con grados de protección IP4X e IK08, estable frente a los rayos UV y con resistencia a la intemperie y a los agentes químicos, según UNE-EN 50085-1, suministrada en tramos de 3 m de longitud, con film de protección, para alojamiento de cables eléctricos y de telecomunicación, incluso puentes, piezas de unión, tacos y tornillos.	1,000	18,18 €	18,18 €
			Subtotal materiales:		18,18 €

Presupuesto

Ruben Ferradás Castelo

2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,100	19,11 €	1,91 €
	h	Ayudante electricista.	0,050	17,50 €	0,88 €
			Subtotal mano de obra:		2,79 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	20,97 €	0,42 €
Costes directos (1+2+3):			21,39 €		

Ángulo plano U42X 40x60					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	m	Ángulo de U42X libre de halógenos, color blanco RAL 9010, código de pedido 73221-42, serie 73 "UNEX", de 40x60 mm, para colocar a presión.	1,000	9,76 €	9,76 €
			Subtotal materiales:		9,76 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,055	19,11 €	1,05 €
	h	Ayudante electricista.	0,055	17,50 €	0,96 €
			Subtotal mano de obra:		2,01 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	11,77 €	0,24 €
Costes directos (1+2+3):			12,01 €		

Canal U43X 40x90					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	m	Canal protectora de U41X/U43X libre de halógenos, color blanco RAL 9010, código de pedido 73072-42, serie 73 "UNEX", de 40x90 mm, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama, con grados de protección IP4X e IK08, estable frente a los rayos UV y con resistencia a la intemperie y a los agentes químicos, según UNE-EN 50085-1, suministrada en tramos de 3 m de longitud, con film de protección, para alojamiento de cables eléctricos y de telecomunicación, incluso puentes, piezas de unión, tacos y tornillos.	1,000	28,18 €	28,18 €

			Subtotal materiales:		28,18 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,130	19,11 €	2,48 €
	h	Ayudante electricista.	0,065	17,50 €	1,14 €
			Subtotal mano de obra:		3,62 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	31,80 €	0,64 €
Costes directos (1+2+3):			32,44 €		

Ángulo exterior U42X 40x90					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	m	Ángulo exterior de U42X libre de halógenos, color blanco RAL 9010, código de pedido 73272-42, serie 73 "UNEX", de 40x90 mm, para colocar a presión.	1,000	14,24 €	14,24 €
			Subtotal materiales:		14,24 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,055	19,11 €	1,05 €
	h	Ayudante electricista.	0,055	17,50 €	0,96 €
			Subtotal mano de obra:		2,01 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	16,25 €	0,33 €
Costes directos (1+2+3):			16,58 €		

Derivación en T U42X 40x60					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	m	Derivación en T de U42X libre de halógenos, color blanco RAL 9010, código de pedido 73421-42, serie 73 "UNEX", de 40x60 mm, para colocar a presión.	1,000	4,90 €	4,90 €
			Subtotal materiales:		4,90 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,055	19,11 €	1,05 €

	h	Ayudante electricista.	0,055	17,50 €	0,96 €
			Subtotal mano de obra:		2,01 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	6,91 €	0,14 €
Costes directos (1+2+3):			7,05 €		

2.6 Protecciones

Fusible cilíndrico 25 A					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Fusible cilíndrico, curva aM, intensidad nominal 25 A, poder de corte 100 kA, tamaño 10x38 mm, según UNE-EN 60269-1.	1,000	0,87 €	0,87 €
	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos, unipolar (1P), intensidad nominal 32 A, según UNE-EN 60269-1.	1,000	4,29 €	4,29 €
			Subtotal materiales:		5,16 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,201	18,13 €	3,64 €
			Subtotal mano de obra:		3,64 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	8,80 €	0,18 €
Costes directos (1+2+3):			8,98 €		

Fusible cilíndrico 40 A					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Fusible cilíndrico, curva aM, intensidad nominal 40 A, poder de corte 100 kA, tamaño 14x51 mm, según UNE-EN 60269-1.	1,000	1,39 €	1,39 €
	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos, unipolar (1P), intensidad nominal 63 A, según UNE-EN 60269-1.	1,000	10,14 €	10,14 €
			Subtotal materiales:		11,53 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,201	18,13 €	3,64 €

			Subtotal mano de obra:		3,64 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	15,17 €	0,30 €
Costes directos (1+2+3):			15,47 €		

Fusible cilíndrico 50 A					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Material			
	Ud	Fusible cilíndrico, curva aM, intensidad nominal 50 A, poder de corte 100 kA, tamaño 14x51 mm, según UNE-EN 60269-1.	1,000	1,39 €	1,39 €
	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos, unipolar (1P), intensidad nominal 63 A, según UNE-EN 60269-1.	1,000	10,14 €	10,14 €
			Subtotal materiales:		11,53 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,201	18,13 €	3,64 €
			Subtotal mano de obra:		3,64 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	15,17 €	0,30 €
Costes directos (1+2+3):			15,47 €		

Fusible cilíndrico 80 A					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Material			
	Ud	Fusible cilíndrico, curva aM, intensidad nominal 80 A, poder de corte 100 kA, tamaño 22x58 mm, según UNE-EN 60269-1.	1,000	2,53 €	2,53 €
	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos, unipolar (1P), intensidad nominal 125 A, según UNE-EN 60269-1.	1,000	15,60 €	15,60 €
			Subtotal materiales:		18,13 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,201	18,13 €	3,64 €
			Subtotal mano de obra:		3,64 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	21,77 €	0,44 €

Costes directos (1+2+3):	22,21 €
---------------------------------	----------------

Fusible cilíndrico 125 A					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Fusible cilíndrico, curva aM, intensidad nominal 125 A, poder de corte 100 kA, tamaño 22x58 mm, según UNE-EN 60269-1.	1,000	3,04 €	3,04 €
	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos, unipolar (1P), intensidad nominal 125 A, según UNE-EN 60269-1.	1,000	15,60 €	15,60 €
			Subtotal materiales:		18,64 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,201	18,13 €	3,64 €
			Subtotal mano de obra:		3,64 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	22,28 €	0,45 €
Costes directos (1+2+3):			22,73 €		

Magnetotérmico 16 A					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, tetrapolar (4P), intensidad nominal 16 A, poder de corte 6 kA, curva C, modelo iC60N A9F79416 "SCHNEIDER ELECTRIC", de 72x85x78,5 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm), según UNE-EN 60898-1.	1,000	134,72 €	134,72 €
	Ud	Bloque diferencial instantáneo, tetrapolar (4P), intensidad nominal 25 A, sensibilidad 30 mA, clase AC, modelo Quick Vigi iC60 A9Q11425 "SCHNEIDER ELECTRIC", de 54x91x73,5 mm, montaje sobre carril DIN, según UNE-EN 61008-1.	1,000	251,15 €	251,15 €
			Subtotal materiales:		385,87 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,351	18,13 €	6,36 €
			Subtotal mano de obra:		6,36 €
3		Costes directos complementarios			

	%	Costes directos complementarios	2,000	392,23 €	7,84 €
Costes directos (1+2+3):			400,08 €		

Magnetotérmico 40 A					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, poder de corte 6 kA, curva C, modelo iC60N A9F79440 "SCHNEIDER ELECTRIC", de 72x85x78,5 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm), según UNE-EN 60898-1.	1,000	177,79 €	177,79 €
	Ud	Bloque diferencial instantáneo, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, sensibilidad 30 mA, clase AC, modelo Quick Vigi iC60 A9Q11440 "SCHNEIDER ELECTRIC", de 63x91x73,5 mm, montaje sobre carril DIN, según UNE-EN 61008-1.	1,000	295,72 €	295,72 €
			Subtotal materiales:		473,51 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,351	18,13 €	6,36 €
			Subtotal mano de obra:		6,36 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	479,87 €	9,60 €
Costes directos (1+2+3):			489,47 €		

Armario de distribución					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Armario de distribución metálico, de superficie, con puerta transparente, grado de protección IP40, aislamiento clase II, para 24 módulos, modelo DINS/1-PT "CHINT ELECTRICS", de 300x580x95 mm, con carril DIN, cierre con llave, acabado con pintura epoxi y techo y suelo desmontables, incluso accesorios de montaje, según UNE-EN 60670-1.	1,000	3,04 €	3,04 €
			Subtotal materiales:		3,04 €
2		Mano de obra			

	h	Oficial 1ª electricista.	0,225	18,13 €	4,08 €
			Subtotal mano de obra:		4,08 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	7,12 €	0,14 €
Costes directos (1+2+3):			7,26 €		

2.7 Puesta a tierra

Puesta a tierra					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Electrodo para red de toma de tierra cobreado con 300 µm, fabricado en acero, de 15 mm de diámetro y 2 m de longitud.	9,000	18,00 €	162,00 €
	m	Conductor de cobre desnudo, de 35 mm².	24,000	2,81 €	67,44 €
	Ud	Grapa abarcón para conexión de pica.	9,000	1,00 €	9,00 €
	Ud	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300 mm, con tapa de registro.	1,000	74,00 €	74,00 €
	Ud	Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica.	1,000	46,00 €	46,00 €
	Ud	Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra.	3,000	3,50 €	10,50 €
	Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	1,000	1,15 €	1,15 €
			Subtotal materiales:		370,09 €
2		Equipo y maquinaria			
	h	Retrocargadora sobre neumáticos, de 70 kW.	0,171	36,43 €	6,23 €
			Subtotal equipo y maquinaria:		6,23 €

3		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,753	19,11 €	14,39 €
	h	Ayudante electricista.	0,753	17,50 €	13,18 €
	h	Peón ordinario construcción.	0,075	17,28 €	1,30 €
			Subtotal mano de obra:		28,86 €
4		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	405,18 €	8,10 €
Costes directos (1+2+3+4):			413,29 €		

2.8 Contador

Medidor Trifasico Bidireccional					
Nº	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
	Ud	Medidor Trifasico Bidireccional SMA ENERGY Meter 20	1,000	373,01 €	373,01 €
			Subtotal materiales:		373,01 €
2		Mano de obra			
	h	Oficial 1ª electricista.	0,602	19,11 €	11,50 €
	h	Ayudante electricista.	0,602	17,50 €	10,54 €
			Subtotal mano de obra:		22,04 €
3		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	395,05 €	7,90 €
Costes directos (1+2+3):			402,95 €		

3 PRESUPUESTO

En este apartado se mostrará para cada una de las cuatro instalaciones su presupuesto detallado por capítulos atendiendo, a las mediciones y precios previamente mostrados. A continuación se mostrará un resumen de este presupuesto por capítulos, para finalmente mostrar el importe de ejecución material, el importe de ejecución y el importe de contrata.

3.1 Instalación con módulos SunPower SPR X21-345

CAPÍTULO I. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	SunPower SPR X21-345	Ud	100	463,55 €	46.354,98 €
TOTAL CAPITULO I					46.354,98 €

CAPÍTULO II. SOPORTES					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	CVE915 x5 paneles	Ud	4	232,32 €	929,27 €
2	CVE915 x6 paneles	Ud	12	266,39 €	3.196,62 €
3	CVE915 x8 paneles	Ud	1	335,57 €	335,57 €
TOTAL CAPITULO II					4.461,45 €

CAPÍTULO III. INVERSORES					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	STP 15000TL-30	Ud	2	3.191,29 €	6.382,59 €
2	STP3.0-3AV-40	Ud	1	1.382,26 €	1.382,26 €
TOTAL CAPITULO III					7.764,85 €

CAPÍTULO IV. CABLEADO					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Cable solar unipolar 1 x 4 mm ²	m	33	2,32 €	76,60 €
2	Cable solar unipolar 1x6 mm ²	m	188	2,85 €	535,43 €
3	Cable solar unipolar 1x10 mm ²	m	222	3,62 €	803,59 €
4	Cable solar unipolar 1x16 mm ²	m	80	4,65 €	371,72 €
5	Cable eléctrico muticonductor 5G2,5 mm ²	m	5	2,52 €	12,61 €
6	Cable eléctrico muticonductor 5G10 mm ²	m	10	7,02 €	70,19 €
TOTAL CAPITULO IV					1.870,14 €

CAPÍTULO V. CANALIZACIONES					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Canal U43X 40x90	m	3	32,44 €	97,31 €
2	Ángulo exterior U42X 40x90	Ud	2	16,58 €	33,16 €
3	Canal U43X 40x60	m	3	21,39 €	64,16 €

4	Derivación en T U42X 40x60	Ud	2	7,05 €	14,10 €
5	Ángulo plano U42X 40x60	Ud	2	12,01 €	24,02 €
TOTAL CAPITULO V					232,75 €

CAPÍTULO VI. PROTECCIONES					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Fusible cilíndrico 25 A	Ud	2	8,98 €	17,96 €
2	Fusible cilíndrico 40 A	Ud	8	15,47 €	123,79 €
3	Fusible cilíndrico 50 A	Ud	6	15,47 €	92,82 €
4	Fusible cilíndrico 80 A	Ud	2	22,21 €	44,42 €
5	Magnetotérmico 16 A	Ud	1	400,08 €	400,08 €
6	Magnetotérmico 40 A	Ud	2	489,47 €	978,94 €
7	Armario de distribución	Ud	2	7,26 €	14,52 €
TOTAL CAPITULO VI					1.672,53 €

CAPÍTULO VII. PUESTA A TIERRA					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Puesta a tierra	Ud	1	413,29 €	413,29 €
TOTAL CAPITULO VII					413,29 €

CAPÍTULO VIII. CONTADOR					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Medidor Trifásico Bidireccional	Ud	1	402,95 €	402,95 €
TOTAL CAPITULO VIII					402,95 €

RESUMEN POR CAPÍTULO		
CI.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	46.354,98 €
CII.	SOPORTES	4.461,45 €
CIII.	INVERSORES	7.764,85 €
CIV.	CABLEADO	1.870,14 €
CV.	CANALIZACIONES	232,75 €
CVI.	PROTECCIONES	1.672,53 €
CVII.	PUESTA A TIERRA	413,29 €
CVIII.	CONTADOR	402,95 €

IMPORTE DE EJECUCIÓN MATERIAL	63.172,95 €
13% Gastos de Contrata	8.212,48 €
6% Beneficio Industrial	3.790,38 €
IMPORTE DE EJECUCIÓN	75.175,81 €
21% IVA	15.786,92 €
IMPORTE DE CONTRATA	90.962,73 €

3.2 Instalación con módulos Panasonic VBHN325SJ47

CAPÍTULO I. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Panasonic VBHN325SJ47	Ud	106	294,46 €	31.213,23 €
TOTAL CAPITULO I					31.213,23 €

CAPÍTULO II. SOPORTES					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	CVE915 x5 paneles	Ud	5	232,32 €	1.161,58 €
2	CVE915 x6 paneles	Ud	9	266,39 €	2.397,47 €
3	CVE915 x9 paneles	Ud	3	383,07 €	1.149,20 €
TOTAL CAPITULO II					4.708,25 €

CAPÍTULO III. INVERSORES					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	STP 15000TL-30	Ud	2	3.191,29 €	6.382,59 €
2	STP3.0-3AV-40	Ud	1	1.382,26 €	1.382,26 €
TOTAL CAPITULO III					7.764,85 €

CAPÍTULO IV. CABLEADO					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Cable solar unipolar 1 x 4 mm ²	m	33	2,32 €	76,60 €
2	Cable solar unipolar 1x6 mm ²	m	187	2,85 €	532,58 €
3	Cable solar unipolar 1x10 mm ²	m	378	3,62 €	1.368,28 €
4	Cable eléctrico muticonductor 5G2,5 mm ²	m	5	2,52 €	12,61 €
5	Cable eléctrico muticonductor 5G10 mm ²	m	10	7,02 €	70,19 €
TOTAL CAPITULO IV					2.060,26 €

CAPÍTULO V. CANALIZACIONES					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Canal U43X 40x90	m	3	32,44 €	97,31 €
2	Ángulo exterior U42X 40x90	Ud	2	16,58 €	33,16 €
3	Canal U43X 40x60	m	3	21,39 €	64,16 €
4	Derivación en T U42X 40x60	Ud	2	7,05 €	14,10 €
5	Ángulo plano U42X 40x60	Ud	2	12,01 €	24,02 €
TOTAL CAPITULO V					232,75 €

CAPÍTULO VI. PROTECCIONES					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Fusible cilíndrico 25 A	Ud	2	8,98 €	17,96 €
2	Fusible cilíndrico 40 A	Ud	8	15,47 €	123,79 €
3	Fusible cilíndrico 50 A	Ud	10	15,47 €	154,70 €
4	Magnetotérmico 16 A	Ud	1	400,08 €	400,08 €
5	Magnetotérmico 40 A	Ud	2	489,47 €	978,94 €
6	Armario de distribución	Ud	2	7,26 €	14,52 €
TOTAL CAPITULO VI					1.689,99 €

CAPÍTULO VII. PUESTA A TIERRA					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Puesta a tierra	Ud	1	413,29 €	413,29 €
TOTAL CAPITULO VII					413,29 €

CAPÍTULO VIII. CONTADOR					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Medidor Trifasico Bidireccional	Ud	1	402,95 €	402,95 €
TOTAL CAPITULO VIII					402,95 €

RESUMEN POR CAPÍTULO		
CI.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	31.213,23 €
CII.	SOPORTES	4.708,25 €
CIII.	INVERSORES	7.764,85 €
CIV.	CABLEADO	2.060,26 €
CV.	CANALIZACIONES	232,75 €
CVI.	PROTECCIONES	1.689,99 €
CVII.	PUESTA A TIERRA	413,29 €
CVIII.	CONTADOR	402,95 €

IMPORTE DE EJECUCIÓN MATERIAL	48.485,56 €
13% Gastos de Contrata	6.303,12 €
6% Beneficio Industrial	2.909,13 €
IMPORTE DE EJECUCIÓN	57.697,82 €
21% IVA	12.116,54 €
IMPORTE DE CONTRATA	69.814,36 €

3.3 Instalación con módulos Atersa A-265P

CAPÍTULO I. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Atersa A-265P	Ud	130	209,30 €	27.209,60 €
TOTAL CAPITULO I					27.209,60 €

CAPÍTULO II. SOPORTES					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	CVE915 x5 paneles	Ud	5	232,32 €	1.161,58 €
2	CVE915 x10 paneles	Ud	5	404,75 €	2.023,75 €
3	CVE915 x11 paneles	Ud	5	446,52 €	2.232,62 €
TOTAL CAPITULO II					5.417,95 €

CAPÍTULO III. INVERSORES					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	STP 25000TL-30	Ud	1	3.472,07 €	3.472,07 €
2	STP6.0-3AV-40	Ud	1	1.767,33 €	1.767,33 €
TOTAL CAPITULO III					5.239,40 €

CAPÍTULO IV. CABLEADO					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Cable solar unipolar 1x10 mm ²	m	89	3,62 €	322,16 €
2	Cable solar unipolar 1x16 mm ²	m	325	4,65 €	1.510,12 €
3	Cable solar unipolar 1 x 35 mm ²	m	48	7,12 €	341,67 €
4	Cable eléctrico muticonductor 5G10 mm ²	m	10	7,02 €	70,19 €
TOTAL CAPITULO IV					2.244,14 €

CAPÍTULO V. CANALIZACIONES					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Canal U43X 40x90	m	3	32,44 €	97,31 €
2	Ángulo exterior U42X 40x90	Ud	2	16,58 €	33,16 €
3	Canal U43X 40x60	m	3	21,39 €	64,16 €
4	Derivación en T U42X 40x60	Ud	1	7,05 €	7,05 €
5	Ángulo plano U42X 40x60	Ud	2	12,01 €	24,02 €
TOTAL CAPITULO V					225,70 €

CAPÍTULO VI. PROTECCIONES					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Fusible cilíndrico 50 A	Ud	4	15,47 €	61,88 €
2	Fusible cilíndrico 80 A	Ud	8	22,21 €	177,68 €

3	Fusible cilíndrico 125 A	Ud	2	22,73 €	45,46 €
4	Magnetotérmico 40 A	Ud	2	489,47 €	978,94 €
5	Armario de distribución	Ud	2	7,26 €	14,52 €
TOTAL CAPITULO VI					1.278,48 €

CAPÍTULO VII. PUESTA A TIERRA					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Puesta a tierra	Ud	1	413,29 €	413,29 €
TOTAL CAPITULO VII					413,29 €

CAPÍTULO VIII. CONTADOR					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Medidor Trifasico Bidireccional	Ud	1	402,95 €	402,95 €
TOTAL CAPITULO VIII					402,95 €

RESUMEN POR CAPÍTULO		
CI.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	27.209,60 €
CII.	SOPORTES	5.417,95 €
CIII.	INVERSORES	5.239,40 €
CIV.	CABLEADO	2.244,14 €
CV.	CANALIZACIONES	225,70 €
CVI.	PROTECCIONES	1.278,48 €
CVII.	PUESTA A TIERRA	413,29 €
CVIII.	CONTADOR	402,95 €

IMPORTE DE EJECUCIÓN MATERIAL	42.431,51 €
13% Gastos de Contrata	5.516,10 €
6% Beneficio Industrial	2.545,89 €
IMPORTE DE EJECUCIÓN	50.493,50 €
21% IVA	10.603,64 €
IMPORTE DE CONTRATA	61.097,14 €

3.4 Instalación con módulos Jinko JKM270PP-60

CAPÍTULO I. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Jinko JKM270PP-60	Ud	132	210,66 €	27.807,28 €
TOTAL CAPITULO I					27.807,28 €

CAPÍTULO II. SOPORTES					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	CVE915 x6 paneles	Ud	2	266,39 €	532,77 €
2	CVE915 x10 paneles	Ud	12	404,75 €	4.857,01 €
TOTAL CAPITULO II					5.389,78 €

CAPÍTULO III. INVERSORES					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	STP 15000TL-30	Ud	2	3.191,29 €	6.382,59 €
2	STP3.0-3AV-40	Ud	1	1.382,26 €	1.382,26 €
TOTAL CAPITULO III					7.764,85 €

CAPÍTULO IV. CABLEADO					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Cable solar unipolar 1x10 mm ²	m	187	3,62 €	676,90 €
2	Cable solar unipolar 1x16 mm ²	m	188	4,65 €	873,55 €
3	Cable eléctrico muticonductor 5G2,5 mm ²	m	5	2,52 €	12,61 €
4	Cable eléctrico muticonductor 5G10 mm ²	m	10	7,02 €	70,19 €
TOTAL CAPITULO IV					1.633,25 €

CAPÍTULO V. CANALIZACIONES					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Canal U43X 40x90	m	3	32,44 €	97,31 €
2	Ángulo exterior U42X 40x90	Ud	2	16,58 €	33,16 €
3	Canal U43X 40x60	m	3	21,39 €	64,16 €
4	Derivación en T U42X 40x60	Ud	2	7,05 €	14,10 €
5	Ángulo plano U42X 40x60	Ud	2	12,01 €	24,02 €
TOTAL CAPITULO V					232,75 €

CAPÍTULO VI. PROTECCIONES					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Fusible cilíndrico 50 A	Ud	6	15,47 €	92,82 €
2	Fusible cilíndrico 80 A	Ud	8	22,21 €	177,68 €
3	Magnetotérmico 16 A	Ud	1	400,08 €	400,08 €
4	Magnetotérmico 40 A	Ud	2	489,47 €	978,94 €
5	Armario de distribución	Ud	2	7,26 €	14,52 €
TOTAL CAPITULO VI					1.664,04 €

CAPÍTULO VII. PUESTA A TIERRA					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Puesta a tierra	Ud	1	413,29 €	413,29 €
TOTAL CAPITULO VII					413,29 €

CAPÍTULO VIII. CONTADOR					
Nº	Concepto	Unidades	Medición	Precio unitario	Importe
1	Medidor Trifasico Bidireccional	Ud	1	402,95 €	402,95 €
TOTAL CAPITULO VIII					402,95 €

RESUMEN POR CAPÍTULOS		
CI.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	27.807,28 €
CII.	SOPORTES	5.389,78 €
CIII.	INVERSORES	7.764,85 €
CIV.	CABLEADO	1.633,25 €
CV.	CANALIZACIONES	232,75 €
CVI.	PROTECCIONES	1.664,04 €
CVII.	PUESTA A TIERRA	413,29 €
CVIII.	CONTADOR	402,95 €

IMPORTE DE EJECUCIÓN MATERIAL	45.308,19 €
13% Gastos de Contrata	5.890,06 €
6% Beneficio Industrial	2.718,49 €
IMPORTE DE EJECUCIÓN	53.916,74 €
21% IVA	11.322,52 €
IMPORTE DE CONTRATA	65.239,26 €

Ferrol, Septiembre de 2019

Fdo: Ruben Ferradás Castelo